

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х» (ОРЕНБУРГСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.66-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Кузнецов Арсений Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	к.х.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Кузнецову Арсению Викторовичу

Тема работы:

Состояние разработки месторождения «Х» (Оренбургская область)	
Утверждена приказом директора	1751/с 14.03.2018,
Срок сдачи студентом выполненной работы:	12.06.2018

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Пакет геологической и геофизической информации к газонефтяному месторождению Х, тексты и графические материалы проектных документов, фондовая, периодическая, специальная и учебная литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	<ol style="list-style-type: none">1. Введение2. Проектирование разработки месторождений нефти и газа3. Геологическая характеристика месторождения4. Состояние разработки месторождения5. Этапы проектирования разработки месторождения6. Выполнение решений предыдущего проектного документа7. Текущее состояние разработки ЭО8. Анализ выработки запасов

	9. Сопоставление проектных и фактических показателей разработки 10. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение при экономической оценке вариантов разработки 11. Социальная ответственность 12. Заключение
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.х.н. Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н. Вторушина Анна Николаевна
Название разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранных языках:	
Проектирование разработки месторождений нефти и газа	
Сопоставление проектных и текущих показателей разработки	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
Заключение	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	Ф.И.О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Кузнецов Арсений Викторович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Кузнецову Арсению Викторовичу

ИШПР		ОНД	
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Экономическая оценка вариантов разработки газонефтяного месторождения X</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>РД 153-39-007-96</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Обоснование экономически выгодного варианта разработки газонефтяного месторождения X</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Составление плана вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат при разработке месторождения X</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Экономическое обоснование целесообразности выбранного варианта разработки</i>

Перечень графического материала:

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень,	Подпись	Дата
------------------	------------	------------------------	----------------	-------------

		звание		
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	Кандидат химических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Кузнецов Арсений Викторович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Кузнецову Арсению Викторовичу

ИШПР		ОНД	
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения:	<p>Объектом исследования является рабочее место оператора по добыче нефти и газа. Область применения – нефтедобывающая отрасль.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность	<p>– Анализ выявленных вредных факторов на кустовых площадках газонефтяного месторождения X</p> <p>– Анализ выявленных опасных факторов на кустовых площадках газонефтяного месторождения X</p>
2. Экологическая безопасность	<p>– Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p> <p>– Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</p> <p>– Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</p>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>- Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p> <p>- Перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы;</p> <p>- Выбор наиболее типичной ЧС;;</p> <p>- Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</p> <p>- Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	<ul style="list-style-type: none"> - Специальные правовые нормы трудового законодательства; - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	Кандидат химических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Кузнецов Арсений Викторович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 125 страниц, 28 таблиц, 25 рисунков, 21 источник и 9 приложений.

Ключевые слова: НЕФТЬ, ГАЗ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТ, ДОБЫЧА, СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ, КИН, ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ.

Объектом исследования является газонефтяное месторождение X

Цель работы – оценить состояние разработки газонефтяного месторождения X.

Задачи: Проанализировать проектно – техническую документацию, сравнить проектные и фактические показатели разработки.

В процессе работы проведен сбор, обобщение, переработка информации по состоянию разработки рассматриваемого месторождения. Выполнено сравнение проектных и фактических показателей разработки. Также был произведен расчет количества галерей и дебитов скважин для круговой залежи и дана экономическая оценка вариантам разработки.

Для выполнения выпускной работы использовались: текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВНК – водонефтяной контакт

ГИС – геофизические исследования скважин

ЧНЗ – чисто нефтяная зона

ВНЗ – водонефтяная зона

ГТМ – геолого-технические мероприятия

БОПЗ – большеобъемная обработка призабойной зоны

КИН – коэффициент извлечения нефти

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

ЭЦН – электрический центробежный насос

ШГН – штанговый глубинный насос

ТИЗ – текущие извлекаемые запасы

ЗБС – зарезка боковых стволов

КИГ – коэффициент извлечения газа

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ГРП – гидравлический разрыв пласта

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

ВЛГ – вышележащий горизонт

ИДН – интенсификация добычи нефти

ППР – планово-предупредительный ремонт

ППД – поддержание пластового давления

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1. Проектирование разработки месторождений нефти и газа	13
1.1 Режимы разработки месторождений. Выбор режима	13
1.2 Динамика основных технологических показателей. Стадии разработки	14
1.3 Проектные документы по технологии разработки нефтяного месторождения	15
1.4 Анализ разработки	16
2. Геологическая характеристика месторождения X.....	20
3. Характеристика состояния разработки месторождения в целом	30
4. Основные этапы проектирования разработки месторождения	31
5. Анализ выполнения решений предыдущего проектного документа .	34
6. Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов.....	37
7. Анализ выработки запасов	58
8. Сопоставление проектных и фактических показателей.....	65
9. Расчет количества галерей и дебитов скважин для круговой залежи при водонапорном режиме.....	77
9.1 Исходные данные для расчета	78
9.3 Определение приведённых контуров питания.....	81
9.4 Определение дебита рядов скважин	83
10. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение в экономической оценке вариантов разработки.....	86
10.1 Методика и исходные данные для экономической оценки	86
10.2 Показатели экономической эффективности	87
10.3 Макроэкономические показатели и расчёт чистых цен углеводородного сырья	89
10.4 Система налогов и платежей	90

10.5 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат	91
10.6 Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта.....	94
10.7 Определение рекомендуемого варианта разработки эксплуатационных объектов и месторождения в целом.....	97
10.8 Анализ «чувствительности» проекта	99
11. Социальная ответственность	102
11. 1 Производственная безопасность	102
11.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	103
11.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	105
11.2 Экологическая безопасность.....	109
11.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	113
11. 4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	118
Список использованных источников	121

ВВЕДЕНИЕ

В последнее время в нефтегазовой отрасли можно наблюдать устойчивую тенденцию к ухудшению структуры текущих и вновь вводимых запасов, что проявляется в увеличении количества трудноизвлекаемой нефти, росте вводимых в разработку месторождений с осложненными геолого-физическими условиями, возрастании удельного веса карбонатных коллекторов с высоковязкой нефтью, повышении количества скважин с повышенной обводненностью.

В этих условиях следует уделить особое внимание совершенствованию проектирования рациональных систем разработки вновь вводимых в эксплуатацию нефтяных месторождений, которое в свою очередь невозможно осуществить без детальной оценки и анализа текущего состояния разработки уже введенных в эксплуатацию залежей.

Целью данной работы является оценка текущего состояния разработки газонефтяного месторождения X путем изучения технологических показателей разработки.

1. Проектирование разработки месторождений нефти и газа

1.1 Режимы разработки месторождений. Выбор режима

Разработка нефтяных месторождений включает в себя последовательность технических мероприятий: бурение скважин на выделенные эксплуатационные объекты, их обустройство, строительство нефтепромыслового хозяйства и коммуникаций, эксплуатацию скважин, надлежащий контроль за дебитом жидкости, обводненностью и газовым фактором каждой добывающей скважины и закачкой воды каждой нагнетательной скважиной и оптимизацию их режимов работы.

Разработка нефтяных месторождений может осуществляться на двух основных принципиально различных режимах:

- на естественном режиме истощения пластовой энергии
- на искусственном режиме восполнения пластовой энергии (поддержание пластового давления).

Первый основной режим включает в себя последовательно в разных соотношениях: упругий режим, режим растворенного газа и естественный водонапорный режим, при котором вода из законтурной водоносной области поступает в пределы нефтяной залежи и вытесняет нефть. Кроме того, при наличии газовой шапки за счет ее расширения может быть естественный газонапорный режим. При выпуске газа из газовой шапки и неконтролируемом разгазировании нефти в пластовых условиях нефтеотдача пластов может быть крайне низкой, всего единицы процентов.

Второй основной режим включает в себя разные варианты закачки вытесняющего агента, различающиеся по схеме осуществления и виду вытесняющего агента: заводнение законтурное, приконтурное или внутриконтурное; закачка вытесняющего агента рядная, площадная или избирательная; в виде агента – вода, газ, комбинация газа и воды – сначала оторочка газа, а затем фронт вытесняющей воды; вода может быть из поверхностных источников (море, озеро, река), из водообильных водоносных

пластов или попутная, добытая вместе с нефтью; вода может быть специально обработанной, с добавками полимеров или поверхностно-активных веществ, может быть нагретой до определенной температуры [1].

Обычно первый основной режим применяется на мелких нефтяных месторождениях с активной законтурной водоносной областью, а второй основной режим – на средних, крупных и крупнейших нефтяных месторождениях. Но бывают исключения, когда первый режим как основной применяется на крупнейших нефтяных месторождениях с аномально высоким пластовым давлением и высоким газосодержанием нефти. Более того, специальные исследования показывают, что при определенных условиях при высокой неоднородности нефтяных пластов эффективность режима истощения – режима растворенного газа может быть выше, чем режима заводнения; но только режим истощения должен быть контролируемым и управляемым. Поэтому при проектировании необходимо расчетным путем выбирать режим разработки месторождения.

1.2 Динамика основных технологических показателей

Стадии разработки

Проектные расчеты дают по годам динамику основных технологических показателей: добычу нефти, добычу жидкости, текущую обводненность, число работающих скважин, потребное число скважин-дублеров, потребную закачку воды, накопленные отборы нефти и жидкости.

Обычно в разработке нефтяных залежей и месторождений выделяется четыре стадии: первая – роста добычи нефти, вторая – стабилизации добычи нефти, третья – крутого падения добычи нефти, четвертая – низкой добычи нефти с очень малым падением в течение продолжительного периода времени. Такую динамику можно воспроизвести расчетами и объяснить. Но проектировать лучше три стадии: первую – роста добычи нефти, вторую – стабильной добычи нефти и третью – монотонного падения добычи нефти. На первой стадии – постепенное разбуривание нефтяной залежи. На второй стадии

может быть продолжение разбуривания, но специально уменьшенным темпом, может быть бурение по сгущению сетки скважин, а может быть постепенный возврат зарезервированной на первой стадии части производительности скважин (бывают залежи с очень высокой продуктивностью нефтяных пластов). В начале третьей стадии в основном завершено бурение скважин и достигнут высокий темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти. А четыре стадии и третья стадия с крутым падением добычи нефти бывают тогда, когда на первой и второй стадиях ограничивают добычу обводненной нефти, а на третьей стадии перестают ограничивать, осуществляют форсированный отбор жидкости, не согласованный с ограниченной производительностью нефтепромыслового хозяйства, и получают крутое падение.

1.3 Проектные документы по технологии разработки нефтяного месторождения

За время разработки нефтяного месторождения обычно составляется несколько проектных документов. Могут быть следующие документы:

- Проект пробной эксплуатации.
- Проект опытно-промышленной разработки.
- Технологическая схема разработки.
- Проект разработки.
- Уточненный проект разработки.
- Проект доработки.

Кроме того, могут быть отчеты по авторскому надзору за осуществлением проекта и по анализу разработки с рекомендациями по оперативному совершенствованию процесса разработки [1].

Проекты пробной эксплуатации и опытно-промышленной разработки восполняют фактическую неполноту разведки извлекаемых запасов нефти.

Дальнейшая последовательность проектных работ (техсхема, проект, уточненный проект и проект доработки) связана с постепенным уточнением

начальной величины запасов нефти, локальных особенностей геологического строения и выработанности запасов нефтяных пластов, устранением выявленных недостатков предыдущей проектной работы, а также с радикальным изменением экономической ситуации.

Погрешности проектирования разработки нефтяных залежей часто бывают обусловлены нехваткой исходных данных, неточностью определения параметров продуктивных пластов по ограниченной совокупности исследованных скважин, а также невыполнением запроектированных технических мероприятий по составу и количеству. В таких случаях за неточность проектирования отвечает заказчик.

1.4 Анализ разработки

Анализ разработки нефтяного месторождения может быть отдельной частью в составе проекта разработки или самостоятельной научно-исследовательской работой в период между двумя проектами разработки, особенно если это период большой продолжительности. Большой период времени между предыдущим и последующим проектами есть признак удовлетворительного качества предыдущего проекта и устойчивой благоприятной экономической ситуации. Анализ должен показывать реальную картину с обоснованной полезной для дела детальностью.

Анализ должен содержать данные по месторождению, по его эксплуатационным объектам, площадям и участкам, по годам (а при необходимости, по месяцам):

самые главные показатели – дебит нефти, дебит жидкости, обводненность, средний газовый фактор, число пробуренных и введенных в работу скважин, закачку воды или другого вытесняющего агента, накопленный отбор нефти, накопленный отбор жидкости, текущее число работающих добывающих скважин и текущее число работающих нагнетательных скважин;

важные показатели, полученные пересчетом, – разбуренные и введенные в разработку официально утвержденные начальные извлекаемые запасы нефти, темп отбора нефти от этих запасов, дебит нефти и дебит жидкости на одну пробуренную скважину, среднее забойное давление нагнетательной скважины, среднее забойное давление добывающей скважины, среднее пластовое давление, число добывающих скважин на одну нагнетательную скважину.

Все перечисленные показатели, фактически полученные по годам по месторождению и его эксплуатационным объектам, надо сравнить с такими же проектными показателями предыдущего проектного документа, обнаружить отклонения и указать возможные причины этих отклонений.

Но далее от примерного указания причин надо перейти к более точной количественной оценке их действия.

Одна из главных причин – неоднородность нефтяных пластов и недостаточное число исследованных скважин при составлении предыдущего проекта. Поэтому для выполнения анализа по эксплуатационным объектам по всем пробуренным скважинам должны быть определены значения коэффициента продуктивности (по нефти), эффективной толщины и удельной продуктивности на единицу эффективной толщины; затем определены средние значения и показатели неоднородности этих параметров; затем определены показатели пространственной изменчивости этих параметров – теоретический показатель при совершенной хаотичности и фактический, наблюдающийся у соседних скважин, удаленных друг от друга на определенное расстояние; сравнение теоретического показателя изменчивости с фактическим при заданном расстоянии позволяет определить шаг (расстояние) хаотической изменчивости. Этот шаг хаотической изменчивости входит в формулу коэффициента сетки – коэффициента охвата дренированием запасов нефти в зависимости от плотности сетки добывающих и нагнетательных скважин [2].

По истории эксплуатации добывающих скважин, постепенно неаварийно достигших высокой обводненности, по их графикам зависимости

дебитов нефти и жидкости (с учетом корректировки дебитов на постоянную депрессию) от накопленного отбора нефти определяются:

- 1– возможный суммарный отбор нефти на скважину;
- 2– расчетная послойная неоднородность;
- 3– фактический коэффициент различия физических свойств нефти и воды [2].

Среднее значение этих параметров устанавливается по достаточно большому числу скважин. С учетом полученного коэффициента различия физических свойств нефти и воды совершается переход от весовых дебитов и отборов воды к расчетным дебитам и отборам воды, соответственно от весовых дебитов и отборов жидкости, состоящей из нефти и воды, к расчетным дебитам и отборам жидкости. Тем самым влияние различия физических свойств выносится за скобки и остается влияние зональной и послойной неоднородности пластов.

В целом по месторождению и отдельно по эксплуатационным объектам, по площадям и участкам надо построить графики зависимости удельного дебита нефти на пробуренную скважину от накопленного отбора нефти и удельного дебита расчетной жидкости от накопленного отбора расчетной жидкости; затем прямолинейные отрезки этих графиков надо продолжить до пересечения с осью накопленных отборов. Таким образом будут определены возможные суммарные отборы нефти – фактические извлекаемые запасы нефти и возможные суммарные отборы расчетной жидкости. Деление этих извлекаемых запасов нефти на геологические запасы, предварительно уточненные с учетом фактических эффективных толщин, дает значения ожидаемой конечной нефтеотдачи пластов. Так выявляется фактическое состояние месторождения, обнаруживаются его благополучные и неблагоприятные места, где ожидаемая конечная нефтеотдача выше или равна проектной и где она ниже проектной. И если возможно (без дополнительных

капитальных затрат), то по неблагоприятным местам надо дать рекомендации по повышению нефтеотдачи пластов.

По добывающим скважинам, эксплуатировавшимся при забойном давлении выше и ниже давления насыщения нефти газом, надо установить закономерность снижения коэффициента продуктивности по нефти, а именно, степень этого снижения. Это может объяснить, почему неконтролируемый, неуправляемый форсированный отбор жидкости со снижением забойного давления ниже давления насыщения, бывает, приводит к значительному увеличению дебита воды, снижению дебита нефти и снижению конечной нефтеотдачи пластов.

Таким образом, анализ разработки месторождения позволяет решить две главные задачи:

1 — по фактической истории эксплуатации, применяя методы проектирования и решая обратные задачи, установить фактические величины основных параметров нефтяных пластов, нужные для последующего проектирования;

2 — выявить существенные недостатки примененной технологии, которые должны быть устранены при последующей эксплуатации, в том числе при последующем проектировании [3].

2. Геологическая характеристика месторождения X

Рассматриваемое в работе месторождение является многокупольным и многопластовым. В его разрезе выделяется 12 продуктивных пластов. Залежи газа выявлены в отложениях уфимского и артинского ярусов (пласты $У_1$ и Art-I). Залежи нефти открыты в отложениях каширского (пласт A_0), верейского горизонта (пласт A_{1+2}), башкирского яруса (пласты A_4 и A_{4-1}), окского надгоризонта (пласты O_5^B и O_6), бобриковского горизонта (пласт B_2), турнейского яруса (пласты T_1 и T_2) и ардатовского горизонта (пласт D_3).

Всего на месторождении выделены 23 нефтяные и две газовые залежи. Основными объектами разработки являются пласты A_4 и B_2 .

Пласт Art-I

Пласт Art-I залегает в кровельной части артинских отложений и представлен известняками. Перекрывается пачкой ангидритов толщиной 7–10 м. При опробовании в 1966 г. был получен приток газа дебитом 25 тыс. м³/сут в скважине 51П, в пределах которой и выделена газовая залежь. ВНК утвержден на а. о. минус 793 м по нижнему отверстию перфорации. Запасы газа отнесены к категории C_1 .

Залежь неполнопластового типа, находится в консервации. Размер залежи 0,9×0,6 км, высота 7 м.

В скважине 51П, в районе которой обнаружена залежь газа, коллектор пласта расчленен на пяти проницаемых прослоев толщиной 0,8–6,0 м, разделенных плотными пропластками толщиной 0,8–3,4 м.

Пласт A_4

Пласт A_4 приурочен к кровельной части башкирского яруса и имеет повсеместное распространение. В зоне замещения расположена единственная скважина 79, по-видимому, попавшая в палеокарстовую впадину. Коллекторами пласта служат пористые известняки и доломиты, разделенные непроницаемыми прослоями. Количество проницаемых пропластков в разрезе

пласта варьирует от одного до 17, их толщина изменяется от 0,2 до 15,4 м. Толщина плотных прослоев 0,3–20,7 м.

ВНК залежи пласта A_4 утвержден на а. о. минус 1652 м. Запасы залежи пласта A_4 оценены по категориям $A+B_1$.

По типу залежь пластовая, сводовая. Ее размеры составляют 11,2×2,6–5,0 км, высота 62 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам варьируют в пределах 1,1–38,4 м, в среднем составляя 11,8 м. Средневзвешенная по площади залежи эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 9,1 м.

Покрышкой залежи нефти пласта A_4 является глинисто-алевролитовая пачка верейского горизонта.

Пласт A_{4-1}

Пласт A_{4-1} залегает ниже пласта A_4 на 1–6 м. Коллекторами являются пористые известняки и доломиты, покрышкой – их плотные разности. Количество проницаемых прослоев до принятого ВНК по скважинам достигает 3–4, реже 8–11, толщина их колеблется от 0,4–0,8 м до 8,2 м. Толщина плотных прослоев 0,4–13,8 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина по площади составляет 4,2 м.

Пласт опробован в восьми скважинах, дебиты нефти составили от 0,5 т/сут до 25,3 т/сут. ВНК принят на отметке минус 1661 по кровле водонасыщенного коллектора в скважине 1246.

Залежь массивного типа, небольшая, состоит из трех участков – районы скважин №30, 151, 172. Высота залежей по участкам составляет 15,9 м, 29 м, 17,7 м соответственно. Запасы оценены по категории B_1 .

Пласт B_2

Продуктивный пласт B_2 приурочен к верхней и средней частям бобриковского горизонта и сложен преимущественно песчаниками, переслаивающимися с алевролитами и глинами. В разрезе пласта выделяется от

одного до шести проницаемых прослоев, их толщина изменяется от 0,7 до 15,0 м. Толщина плотных прослоев изменяется от 0,8 до 12,7 м. Выклинивание пласта-коллектора отмечается в районе скв. 46, 79, 80 и 201.

В пределах пласта B_2 выделено две залежи нефти.

Центральная залежь. Залежь выявлена в результате опробования скв. 30 и 72, в которых получены притоки нефти дебитом 48,6 т/сут и 33,2 т/сут соответственно.

ВНК Центральной залежи пласта B_2 утвержден на а. о. минус 2248 м. Запасы отнесены к категориям $A+B_1$.

По типу залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная, ее размер $8,3 \times 0,6-1,6$ км при высоте 53,2 м.

В пределах залежи расчлененность пласта изменяется от 1 до 9, коэффициент песчанистости – от 0,3 до 1,0. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам варьируют в пределах 3–16 м, в среднем составляя 8,7 м. Средневзвешенная по площади залежи эффективная нефтенасыщенная толщина равна 8,0 м.

Северная залежь. В пределах залежи пробурена единственная скважина 43. При опробовании из интервала 2509–2513,5 м (а. о. минус 2235,9–2240,4 м) был получен приток высоковязкой нефти дебитом 3,3 т/с.

Водонефтяной контакт, вскрытый в скважине 43, принят по данным ГИС на а. о. минус 2241,9 м. Запасы отнесены к категории B_1 .

Залежь неполнопластового типа, сводовая. Размер залежи $1,9 \times 1,4$ км при высоте 17,8 м.

Расчлененность пласта в скважине 43 равна 5, доля коллекторов в продуктивной части составляет 0,6. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине равна 8,6 м. Средневзвешенная по площади залежи эффективная нефтенасыщенная толщина равна 4,3 м.

Покрышкой для залежей нефти пласта Б₂ служат плотные известняки репера «тульская плита».

Пласт Т₁

На месторождении X нефтеносность пласта Т₁ приурочена к Центральной, Восточной, Северной залежам и к району скважины номер 46Н.

Пласт приурочен к кровле турнейской карбонатной толщи и сложен пористыми известняками и доломитами, разделенными плотными пропластками. Всего выделяется 6 залежей нефти. По результатам ОПЗ 2016 года, залежь в районе скважины 46Н разделилась на две залежи зоной замещения коллектора: Северо-западный блок и Юго-восточный блок. Центральная залежь также разделена зоной замещения коллектора на два блока: Северный и Южный блоки. Помимо этих залежей в пределах пласта Т₁ выявлены еще две залежи нефти: Северная (район скважины 43) и Восточная (район скважины 32).

Количество проницаемых прослоев в разрезе пласта изменяется от 3 до 6, их толщина 0,6–15,0 м, толщина плотных пропластков 0,4–12,8 м. Покрышкой для залежей является глинистая пачка нижней части бобриковского горизонта толщиной 10–28 м.

Центральная залежь. Залежь разделена зоной замещения коллектора на два блока: Северный и Южный. Залежи нефти, приуроченные к блокам, имеют свой ВНК, причем на Северном блоке ВНК остался на отметке минус 2263,0 м, принятой при подсчете запасов 2008 г, на Южном блоке ВНК оказался на 24 м ниже принятого, на абсолютной отметке минус 2287,0м.

Нефтеносность залежи подтверждена опробованием в скважинах 72, 200. В скважине 72 при опробовании пласта Т₁ в интервале 2496–2504 м (а. о. минус 2258,4–2266,4 м) был получен приток жидкости дебитом 6 м³/сут, в том числе нефти 0,12 т/сут. В скважине 200 опробование проведено в интервале 2455–2464 м (а. о. минус 2259,8–2268,8 м), получен приток нефти с водой дебитом 21 м³/сут.

Залежи пластовые, сводовые, литологически экранированные. Размеры Северного блока составляют $3,2 \times 0,2 - 1,0$ км, высота – 30 м, размеры Южного блока составляют $4,1 \times 1,5$, высота – 51,3 м. Запасы оценены по категории В₁.

Расчлененность пласта Т₁ в пределах залежи изменяется от 2 до 4, доля коллекторов варьирует в пределах 0,36–0,92, в среднем составляя 0,65, Общая толщина пласта изменяется от 2,6 до 25,3 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам составляет 5,5 м. Средневзвешенная по площади залежи эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 4,8 м.

Северная залежь. Залежь выделена по данным промысловой геофизики. ВНК в подсчете запасов 2008 г принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 43Н на отметке минус 2275,8 м. В 2015 году пробурены две скважины 1237 и 1238, вскрывшие нефтенасыщенный коллектор ниже принятого ВНК. При опробовании пласта в колонне скважины 1237 из интервала перфорации минус 2276,5–2281,5 м получен приток нефти дебитом 10,5 т/сут. В рамках ОПЗ 2015, ВНК залежи принят на отметке минус 2284,6 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 1238. Запасы оценены по категории В₁.

Залежь пластовая, сводовая, ее размер $1,4 \times 1,0$ км, высота – 23,8 м.

В разрезе скважины пласт представлен 1–3 проницаемыми пропластками толщиной 11,1–14,9 м. Величина средневзвешенной по площади залежи эффективной нефтенасыщенной толщины пласта принята равной 7,5 м.

Восточная залежь. В пределах залежи пробурена единственная скважина 32. По данным опробования из интервала перфорации 2474–2478 м (а. о. м. минус 2271,6–2275,6 м) был получен небольшой приток нефти с водой (нефти – $1,3 \text{ м}^3/\text{сут}$, воды – $0,34 \text{ м}^3/\text{сут}$).

Водонефтяной контакт, вскрытый в скважине 32, принят по данным ГИС на а. о. минус 2273,7 м. Запасы оценены по категории В₁. Залежь находится в консервации.

В разрезе скважины пласт представлен тремя проницаемым пропластками толщиной от 1,0 до 2,8 м. Общая толщина пласта составляет 19,7 м, эффективная нефтенасыщенная толщина – 2,1 м, доля коллекторов в разрезе скважины составляет – 0,3. Величина средневзвешенной по площади залежи эффективной нефтенасыщенной толщины принята равной 1,1 м.

По типу залежь неполнопластовая, сводовая. Залежь небольшая, ее размеры составляют 0,3х0,3 км, высота 2,8 м.

Залежь района скважины 46Н. Залежь нефти установлена по данным ГИС. Нефтенасыщение подтверждено опробованием в скважине номер 46Н, в которой из интервала перфорации 2574–2580 м (минус 2333,4 –2339,4 м) получен приток нефти дебитом 3,1 т/сут. ВНК принят на отметке минус 2338,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 46Н.

После подсчета запасов в районе скв.46Н пробурены две скважины 1224 и 1230. В обеих скважинах нефтенасыщенный коллектор выделяется выше принятого ВНК. В скважине 1224 нефтенасыщенный коллектор представлен четырьмя проницаемыми прослоями толщиной от 0,8 до 6,2 м. Суммарная нефтенасыщенная толщина составляет 10,8 м.

В скважине 1230 пласт T_1 представлен 10 проницаемыми прослоями толщиной от 0,3 до 2,2 м, суммарной нефтенасыщенной толщиной 11,3 м. Пласт опробован в интервале перфорации 2634–2643,9 м (– 2258,0 –2275,8 м), получен приток нефти дебитом 11,9 т/сут.

По результатам бурения скважин уточнена граница зоны замещения. Согласно данным ГИС и опробованию пласта, зона замещения сместилась севернее скважины 1224. В результате залежь разделилась на два блока: Северо-Западный и Юго-Восточный, со своими ВНК. На Северо-Западном блоке ВНК остался принятый на отметке минус 2338,4 м по скважине 46Н. Залежь пластовая, в южной части литологически экранированная.

ВНК на Юго-Восточном блоке принят на отметке минус 2275,8 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 1230.

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная. В пределах контура нефтеносности размеры залежи составляют 2,6х1,6 км, высота 80,4 м.

Расчлененность пласта равна 6, эффективная нефтенасыщенная толщина – 8,6 м. Средневзвешенная по площади эффективная нефтенасыщенная толщина залежи равна 5,3 м.

Пласт Т₂

Залежь пласта Т₂ залегает ниже пласта Т₁ и перекрывается плотной пачкой известняков, которая является покрывкой для залежей нефти. Коллекторами служат пористые известняки и доломиты, расчлененные плотными пропластками. Пласт выдержан по площади. Нефтеносность пласта выявлена в результате опробования пласта Т₂ совместно с пластом Т₁ в скважине 30. При нижнем отверстии перфорации на а. о. минус 2282,5 м из скважины был получен приток безводной нефти дебитом 34,4 т/сут на 8 мм штуцере.

Нефтеносность пласта приурочена к Центральной и Северной залежам. По результатам бурения новых скважин (ОПЗ 2016 года) выявлена новая залежь в районе скважины 1230, нефтеносность которой определена по ГИС.

Во вскрытой части разреза пласта выделяется от трех до 13 проницаемых прослоев толщиной 0,5–17,8 м, толщина плотных пропластков 0,6–9,5 м.

Центральная залежь. В скважине 27 при опробовании в интервале 2488–2495 м (а. о. минус 2282,2–2289,2 м) был получен приток нефти дебитом 2,3 м³/сут.

ВНК залежи изменяется от а. о. минус 2291 м (в северной части поднятия) до минус 2300 м (в южной части поднятия). Запасы нефти залежи отнесены к категории В₁.

По типу залежь массивная, ее размер 6,2×0,4–0,9 км, высота 45,8 м.

В пределах вскрытой части разреза пласта T_2 его расчлененность изменяется от 1 до 13, доля коллекторов равна 0,6, варьируя в пределах 0,1–1,0. Средняя общая толщина пласта равна 22,6 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 1,4 до 26,9 м, в среднем составляя 9,2 м. Средневзвешенная по площади залежи эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 6,9 м.

Северная залежь. Залежь выделена по данным ГИС в скважине 43 и подтверждена результатами опробования: из интервала 2570–2578 м (а. о. минус 2296,8–2304,8 м) был получен приток безводной нефти дебитом 25 т/сут. ВНК принят по данным ГИС в скважине 43 на а. о. минус 2309,0 м.

После подсчета запасов на Северной залежи пробурены две новые скважины №1237 и 1238. По данным ГИС в обеих скважинах нефтенасыщенный коллектор выделяется ниже принятого ВНК.

В скважине 1237 нефтенасыщенный коллектор представлен чередованием проницаемых и плотных пропластков. Толщина проницаемых пропластков составляет от 0,5 до 1,7 м, плотные пропластки толщиной 0,5–0,9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта T_2 в скважине составляет 7,1 м. С глубины минус 2323,4 м пласт представлен водонасыщенным коллектором.

В скважине 1238 по данным ГИС продуктивная часть представлена 4-мя нефтенасыщенными пропластками толщиной 0,3–0,9 м. Суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 2,2 м. Пласт не опробован.

В скважине 43Н пересмотрены результаты ГИС. Выделен нефтенасыщенный коллектор ниже принятого ВНК в интервале минус 2310,2–2314,8 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина увеличилась с 11,4 до 16 м.

В ОПЗ 2016 г принят новый ВНК по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 1237 на а.о. минус 2320,7 м.

Расчлененность пласта равна 4,3, эффективная нефтенасыщенная толщина – 8,4 м, доля коллекторов в пределах вскрытой части разреза пласта составляет 0,8. Средневзвешенная по площади эффективная нефтенасыщенная толщина принята равной 6,7 м.

Залежь массивная, ее размер 1,7×1,5 км, высота 23,9 м. Запасы оценены по категории В₁,

Залежь в районе скважины 1230. Залежь новая, выявлена по данным ГИС в скважинах 1224 и 1230. Коллекторами служат пористые известняки и доломиты, расчлененные плотными пропластками. Толщина проницаемых пропластков изменяется от 0,5 до 3,2 м., толщина плотных прослоев от 0,4 до 6,6 м, расчлененность 9. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам составляет 15,9 м, средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина по залежи 10,1 м. Опробование в скважинах не проводилось.

ВНК принят на отметке минус 2328,8 м по подошве нефтенасыщенного по ГИС коллектора в скважине 1230.

Залежь массивная небольших размеров, в пределах контура нефтеносности составляет 0,98×0,77 км, высота 34,5 м. Запасы оценены по категории В₂.

Пласт Д₃

Девонские отложения вскрыты пятью скважинами: 24, 26, 27, 28 и 46.

Продуктивный пласт Д₃ приурочен к подошвенной части ардатовского горизонта и сложен песчаниками, переслаивающимися с алевролитами и глинами.

В двух скважинах (26 и 27) коллектор не выделен, в остальных представлен одним-тремя песчаными пропластками толщиной 1–6 м, разделенными плотными прослоями толщиной 2,4–3,4 м.

Нефтяная залежь в ардатовских отложениях открыта в 1974 г. скважиной 24, в которой из интервала 3510,0–3514,5 м (а. о. минус 3301,0–3305,5 м) был получен приток нефти дебитом 47 м³/сут на штуцере 7 мм.

Скв. 46 и 28 вскрыли водонасыщенную часть коллектора на а. о. минус 3306,2 м и минус 3323,7 м соответственно.

Водонефтяной контакт принят на а. о. минус 3306 м по данным опробования и эксплуатации скважины 24. Запасы отнесены к категории В₁.

Залежь пластовая, литологически и тектонически экранированная, размер залежи 1,7×1,3 км, высота 46 м.

Расчлененность пласта в скважине 24 равна 3, коэффициент песчанистости равен 0,4. Средневзвешенная по площади эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3,4 м, в том числе по ЧНЗ – 3,6 м, по ВНЗ – 2,8 м.

Покрышкой для залежи нефти пласта Д₃ служат известняки верхней части ардатовского горизонта мощностью около 30 м.

3. Характеристика состояния разработки месторождения в целом

Информация главы 3 (стр. 30 – 33) скрыта, так как относится к категории коммерческой тайны.

4. Основные этапы проектирования разработки месторождения

Информация скрыта, так как относится к категории коммерческой тайны.

Основные положения «Дополнения технологического проекта разработки...»:

– выделение семи нефтяных объектов разработки (A_0 , A_{1+2} , A_4+A_{4-1} , $O_5^B+O_6$, B_2 , T_1+T_2 , D_3) и двух газовых (Y_1 и $Art-1$).

Размещение проектных скважин по неравномерной сетке.

Применение следующих систем разработки:

– объект A_0 – обращенная семиточечная система заводнения в сочетании с приконтурной, расстояние между скважинами 500 м;

– объекты A_{1+2} , A_4+A_{4-1} , – обращенная семиточечная система заводнения в сочетании с приконтурной, расстояние между скважинами 600 м;

– объект $O_5^B+O_6$, $Art-1$ – естественный режим;

– объект B_2 – очаговое заводнение, расстояние между скважинами 500 м;

– объект T_1+T_2 – очаговое заводнение, расстояние между скважинами 400-700 м;

– объект D_3 – приконтурное заводнение

Общий фонд скважин – 218, в том числе 124 добывающая нефтяная, 57 нагнетательных, одна добывающая газовая, 21 контрольных и 15 ликвидированных.

Фонд скважин для бурения – 37, в т.ч. 27 добывающих (из них две ГС) и 10 нагнетательных.

ЗБС – 67 скв. /опер., в т.ч. две из них нагнетательные.

Проектный срок разработки – 94 года.

Накопленная добыча нефти – 25539 тыс.т.

Достижение КИН – 0,767 (при утвержденном 0,467), в том числе по объектам (табл. 2):

Таблица 2 – Значения КИН по эксплуатационным объектам

Объект	КИН	К _{выт}	К _{охв}
A ₀	0,395	0,531	0,744
A ₁ +A ₂	0,444	0,545	0,815
A ₄ +A ₄₋₁	0,478	0,566	0,845
O ₅ ^B +O ₆	0,341	0,445	0,766
B ₂	0,504	0,614	0,821
T ₁ +T ₂	0,395	0,561	0,704
Д ₃	0,572	0,673	0,850

Накопленная добыча свободного газа – 17 млн. м³.

Достижение КИГ – 1,0.

В том числе в пределах лицензии ОРБ 16021 НЭ:

Общий фонд скважин – 208, в том числе 117 добывающих нефтяных, 54 нагнетательных, одна добывающая газовая, 21 контрольных и 15 ликвидированных.

Фонд скважин для бурения – 28, в т.ч. 21 добывающая и семь нагнетательных.

ЗБС – 65 скв. /опер., в т.ч. две из них нагнетательные.

Применение ГТМ – МУН (БОПЗ, ГРП), ОПЗ, РИР.

Проектный срок разработки – 94 года.

Накопленная добыча нефти – 24972 тыс.т.

Достижение КИН – 0,468 (при утвержденном 0,468).

Накопленная добыча свободного газа – 15 млн. м³. Достижение КИГ – 1,0.

В том числе в пределах лицензии ОРБ 16034 НР:

Общий фонд скважин всего – десять, в том числе семь добывающих, три нагнетательные.

Фонд скважин для бурения – девять, в том числе шесть добывающих (из них две ГС), три нагнетательные.

ЗБС – две скв. /опер.

Проектный срок разработки – 62 года.

Накопленная добыча нефти – 567 тыс.т.

Достижение КИН – 0,457 (при утвержденном 0,457).

Накопленная добыча газа – 2 млн. м³. Достижение КИГ – 1,0.

5. Анализ выполнения решений предыдущего проектного документа

В 2016 году на месторождении было запланировано бурение пяти добывающих скважин, одной нагнетательной скважины и одной нагнетательной скважины с отработкой на нефть. Не выполнено бурение одной добывающей скважины на пласт Д₃, кроме того одна нагнетательная скважина на 01.01.2017 г. была в процессе бурения. Из четырех запланированных к бурению боковых стволов, выполнено три, боковой ствол из одной пьезометрической скважины на 01.01.2017 г. был в процессе бурения. Выполнен перевод одной добывающей скважины на пласт Art–1 под добычу газа. Запланированные приобщения пластов и переводы на вышележащие пласты выполнены в полном объеме.

Дополнительно было выполнено: приобщение пластов в пяти скважинах, перевод на ВЛГ двух скважин, ИДН в трех скважинах, ППР в одной скважине и ГРП в восьми скважинах.

Анализ выполнения решений предыдущего проектного документа представлен в таблице 3 приложения А, дополнительно выполненные ГТМ в 2016 году представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Дополнительно выполненные ГТМ

№ скв.	Кат. скв.	Сост. по фонду	ГТМ	Проектный горизонт	Год	Нефть, т/сут; Приемистость м³/сут
1	2	3	4	5	6	7
141_2	доб.	пъез.	ВБД	$A_0+A_4+A_{4-1}$	2016	2,4
181	нагн.	действ.	ПП (приобшение)	A_0	2016	15,1
1216	доб.	действ.	ПП (ПВЛГ с пласта A_4)	A_1+A_2	2016	18,9
150	доб.	действ.	ПП (ПВЛГ с пласта A_4)	A_1+A_2	2016	14,4
1203	нагн.	действ.	ПП (приобшение)	A_1+A_2	2016	43,4
1215	нагн.	действ.	ПП (приобшение)	A_1+A_2	2016	53,5
1203	нагн.	действ.	ПП (приобшение)	A_4+A_{4-1}	2016	57,9
1198_2	доб.	пъез.	ПП (приобшение)	B_2	2016	5,3
1245	доб.	действ.	ПП (приобшение)	B_2	2016	10,5
1249	доб.	действ.	ПП (ПНЛГ с пласта B_2)	T_1+T_2	2016	9,2
1117	доб.	действ.	ГРП	A_4+A_{4-1}	2016	25,3
1170	доб.	действ.	ГРП	A_4+A_{4-1}	2016	35
1201	доб.	действ.	ГРП	$A_4+A_{4-1}+B_2$	2016	8,61
1216	доб.	действ.	ГРП	A_1+A_2	2016	18,3
1246_2	доб.	действ.	ИДН	$A_1+A_2+ A_4+A_{4-1}$	2016	28,4
135_2	доб.	действ.	ИДН	A_4+A_{4-1}	2016	15,9
138	доб.	действ.	ИДН	A_4+A_{4-1}	2016	15,2
147_2	доб.	действ.	ГРП	A_4+A_{4-1}	2016	14,7
150	доб.	действ.	ГРП	$A_1+A_2+A_4+A_{4-1}$	2016	41,3
160	доб.	действ.	ППР	A_4+A_{4-1}	2016	10,2
34	доб.	действ.	ГРП	$A_0+A_1+A_2+A_4+A_{4-1}$	2016	34,7
44	доб.	действ.	ГРП	$A_0+A_1+A_2+A_4+A_{4-1}$	2016	24,8

6. Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов

Объект Art-1

В скважине 51П был получен приток газа дебитом 25 тыс. м³/сут, в пределах которой и выделена газовая залежь.

Разработка объекта началась в июле 2016 года, когда туда была переведена скв. 104 с пласта А₄.

В 2016 году добыча газа составила 1,4 млн. м³, средний дебит 9,8 тыс. м³/сут.

Объект А₄+А₄₋₁

Объект разработки А₄+А₄₋₁ является основным на X месторождении и включает в себя два продуктивных пласта: А₄ и А₄₋₁. Пласты полностью совпадают в плане, пласт А₄₋₁ залегает ниже пласта А₄ на 1–60 м, доля площади пласта А₄₋₁ от А₄ составляет 11 %.

В пластах А₄ и А₄₋₁ выделено одна и три залежи, соответственно.

Пласт А₄₋₁ является литологическим аналогом пласта А₄, имеет схожие пластовые условия, коллекторские свойства, свойства пластовых флюидов, что позволило объединить пласты в один эксплуатационный объект.

Пробная эксплуатация объекта началась в 1978 году (4 скв.), в промышленную разработку объект введен в 1979 году.

Активное разбуривание залежи и формирование элементов продолжалось до 1988 года. Этот период можно выделить как период нарастающей добычи, отборы возрастали и в 1986 году достигли 194,2 тыс. т. Закачка воды в пласт также увеличивалась и в 1984 году составила 471,6 тыс. м³, текущая компенсация отборов достигла 205,2 %. Прирост добычи и закачки осуществлялся за счет увеличения эксплуатационного фонда. Всего в период с 1978 по 1988 гг. из залежи было добыто 1422 тыс. т нефти, 16667 тыс. т жидкости, закачано 2595 тыс. м³ воды. Накопленная компенсация отборов составила 121,7 %.

Обводнение залежи началось в 1980 году (4,9 %) и увеличивалась на 2–3 % в год, значительное увеличение произошло в 1983 году, когда обводненность достигла 24,9 %, что было связано с прорывом закачиваемой воды в ряде добывающих скважин. По этой причине в дальнейшем уровни закачки снижались, а в 1991 году были выведены ряд обводненных добывающих скважин, что привело к снижению уровня обводненности в период с 1991 по 1997 гг.

Период с 1989 по 2001 гг. можно считать периодом стабилизации. Отборы нефти велись на уровне 106–131 тыс. т в год, что составляет в около 1 % от НИЗ ежегодно. Обводненность в этот период изменялась от 5,2 % в 1992 году. до 30,3 % в 2001 году. Закачка воды в пласт находилась на уровне 156,0–328,5 тыс. м³ в год. Период характеризуется монотонным снижением действующего добывающего фонда скважин. Средние дебиты нефти по скважинам в этот период составляли 7,0 т/сут., обводненность – 12,7 %, средняя приемистость нагнетательных скважин составила 52,8 м³/сут. Всего этот в период добыто 1523 тыс. т нефти, 1766 тыс. т жидкости, закачано 2749 тыс. м³ воды. Накопленная компенсация отборов достигла 124,7 %.

С 2002 года начинается активная работа с действующим фондом, наблюдается увеличение производительности как добывающих, так и нагнетательных скважин. В основном, это достигалось путем интенсификации притока (БОПЗ, ОПЗ), оптимизации режимов работы скважин. С 2003 года увеличивается количество действующих скважин за счет выводов из бездействия и использования пассивного фонда, продолжается не только рост добычи, но и снижение обводненности, а 2007 год характеризуется максимумом по добыче нефти (448,5 тыс. т).

С 2008 года на объекте продолжается эксплуатационное бурение новых скважин, начанаается бурение боковых стволов, продолжается проведение ГТМ (переводы, РИР, БОПЗ и оптимизация работы насосного оборудования). Добыча нефти поддерживается на уровне 399–443 тыс. т в год.

По состоянию на 01.01.2017 г. накопленная добыча нефти составила 8340,6 тыс. т, текущий КИН 0,264, отбор от НИЗ составляет 55,2 % при достигнутой среднегодовой обводненности 43,8 %, накопленная добыча жидкости составила 11446,1 тыс. т. На объекте сформирована обращенная семиточечная система заводнения. С начала разработки закачано 375 тыс. м³ воды, накопленная компенсация отборов –144 %. За 2016 год добыто 413,6 тыс. т нефти, что соответствует темпу отбора от НИЗ 2,7 %, и 734,7 тыс. т жидкости, закачано 1149,9 тыс. м³ воды.

Основные технологические показатели разработки объекта по состоянию на 01.01.2017 г. представлены в таблице 5 приложения Б. Динамика основных технологических показателей за весь срок разработки представлена на рисунке 2.

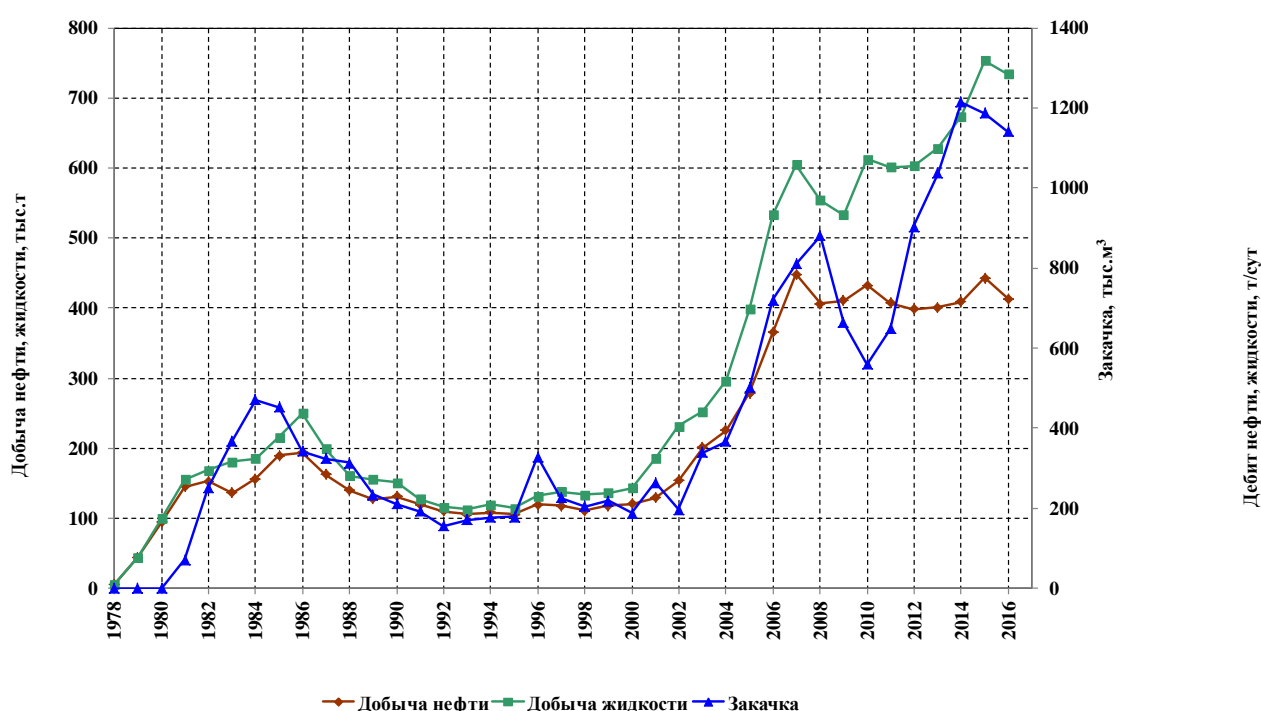


Рисунок 2—Динамика основных технологических показателей. Объект А₄+А₄-1

Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

По состоянию на 01.01.2017 г. в действующем добывающем фонде числятся 80 добывающих и 40 нагнетательных скважин. Одна добывающая скважина эксплуатируется фонтанным способом, 13 скважин с помощью ШГН, 66 – ЭЦН.

Действующие скважины характеризуются широким диапазоном дебитов и обводненностей (табл. 6 и 7, рис. 3). В декабре 2016 года средний дебит по нефти составлял 13,2 т/сут (от 0,5 до 48,9 т/сут), по жидкости – 24,8 т/сут (от 2,1 до 79,3 т/сут), средняя обводненность – 42,2 % (от 5,5 до 86,7 %).

Таблица 6 – Распределение фонда скважин объекта A_4+A_{4-1} по дебитам нефти и

Интервал обводненности, %	Диапазон дебитов нефти, т/сут						Всего	
	<1	1...10	10...20	20...35	35...60	>=60	Кол.	%
< 5								
5 .. 20		1	1				2	2,5
20 .. 50		27	17	13	3		60	75,0
50 .. 90	4	5	7	2			18	22,5
>= 90								
Всего	4	33	25	15	3		80	
%	5,0	41,3	31,3	18,8	3,8			100,0

обводненности по состоянию на 01.01.2017 г.

Таблица 7 – Распределение фонда скважин объекта A_4+A_{4-1} по дебитам жидкости и обводненности по состоянию на 01.01.2017 г.

Интервал обводненности, %	Диапазон дебитов жидкости, т/сут						Всего	
	<5	5...10	10...20	20...35	35...60	>=60	Кол.	%
< 5								
5 .. 20	1		1				2	2,5
20 .. 50	6	16	14	13	10	2	61	76,3
50 .. 90	2	1	1	5	2	6	17	21,3
>= 90								
Всего	9	17	16	18	12	8	80	
%	11,3	21,3	20,0	22,5	15,0	10,0		100,0

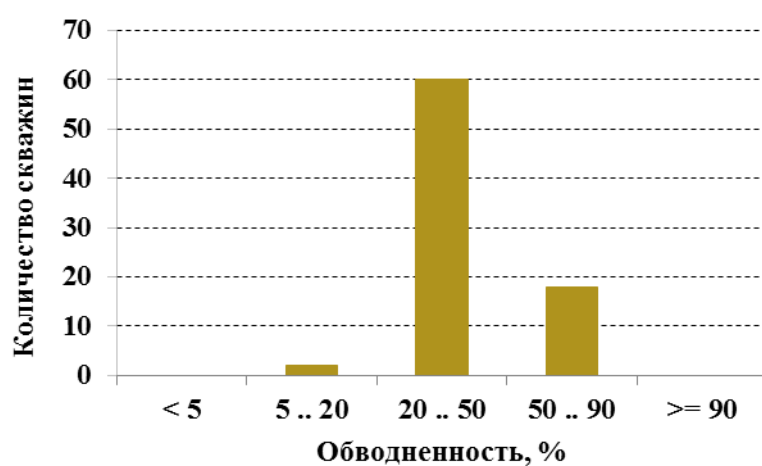
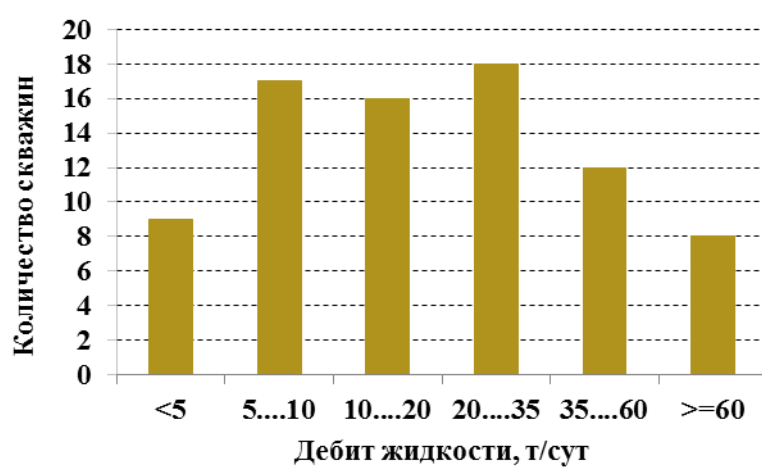
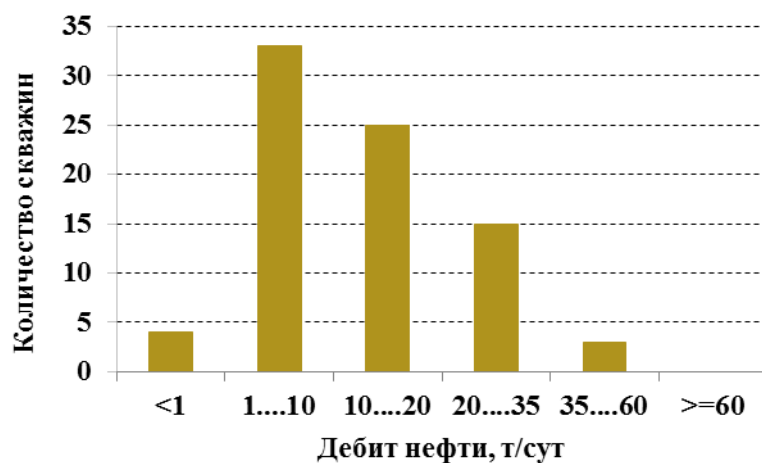


Рисунок 3 – Распределение фонда скважин объекта A_4+A_{4-1} по дебитам и обводненности по состоянию на 01.01.2017 г.

В декабре 2016 года средняя приемистость составляла 78,5 м³/сут (от 4,5 до 283 м³/сут).

Энергетическая характеристика объекта

Согласно проектным решениям, на объекте реализована площадная семиточечная система заводнения, трансформирующаяся к периферийным частям в приконтурную систему воздействия. Поддержание пластового давления осуществляется с 1981 года.

Эффективность реализованной на объекте системы поддержания пластового давления детально проанализирована в «Технологическом проекте разработки...» (2013 г.).

На сегодняшний день под закачкой находятся 40 скважин. Соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин составляет 2:1. Годовой уровень закачки воды в 2016 году составляет 1149,9 тыс. м³, средняя приемистость скважин – 78,5 м³/сут, текущая компенсация – 156,5 %, накопленная – 144 %. С начала разработки закачано 16537,5 тыс. м³ воды.

Текущее пластовое давление 16,1 МПа, что на 3,7 МПа ниже начального пластового давления (рис. 4).

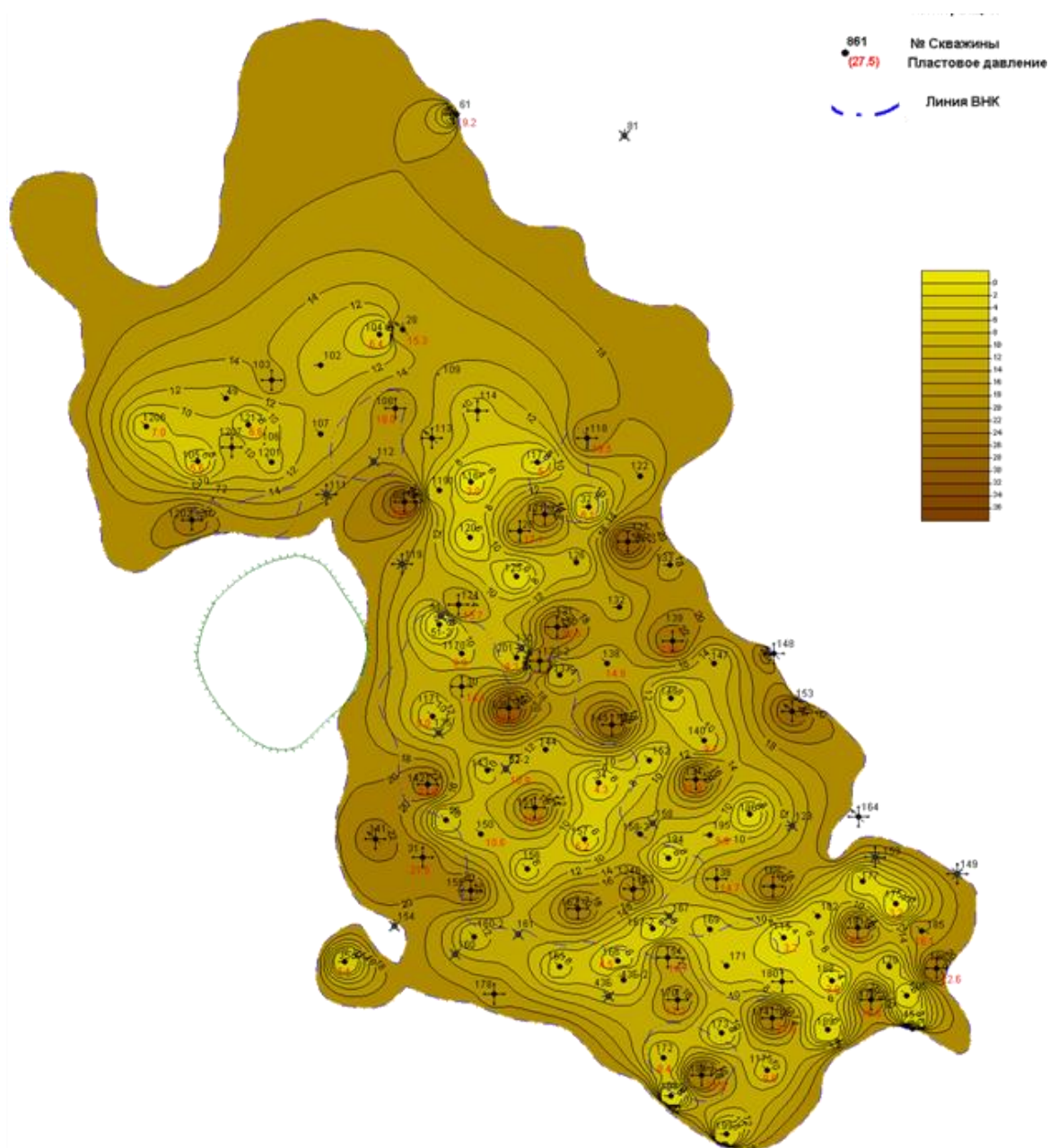


Рисунок 4 – Карта изобар по состоянию на 01.01.2017 г. Объект A_4+A_{4-1}

По состоянию на 01.01.2017 г. среднее забойное давление на добывающих скважинах составляет 4,0 МПа (давление насыщения 4,9 МПа), средний динамический уровень 1540 м.

В 2012–2016 гг. в 1161 скважинах выполнены исследования по определению текущего пластового давления. Шесть исследований следует признать некорректными по причине недовосстановления уровня ($H_{ст}$ от 1063 до 1722 м).

По мере разбуривания на северной части залежи пласта A_4 рекомендуется продолжить формирование проектной системы заводнения.

Объект Б₂

Объект Б₂ – основной объект разработки, второй по значимости после объекта $A_4 + A_{4-1}$.

Разрабатывается с 1980 года, в разработке находятся обе залежи

По состоянию на 01.01.2017 г. накопленная добыча нефти составила 2698,6 тыс. т, текущий КИН 0,297, отбор от НИЗ составляет 58,9% при достигнутой среднегодовой обводненности 71,9%, накопленная добыча жидкости составила 4884,1 тыс. т. На центральной залежи сформирована очагово-избирательная система заводнения. С начала разработки закачано 3419,6 тыс. м³ воды, накопленная компенсация отборов – 70,0%. За 2016 год добыто 146,0 тыс. т нефти, что соответствует темпу отбора от НИЗ 3,2%, и 549,8 тыс. т жидкости, закачано 259,3 тыс. м³ воды.

Основные технологические показатели разработки объекта по состоянию на 01.01.2017 г. представлены в таблице 8 приложения В. Динамика основных технологических показателей за весь срок разработки представлена на рисунке 5.

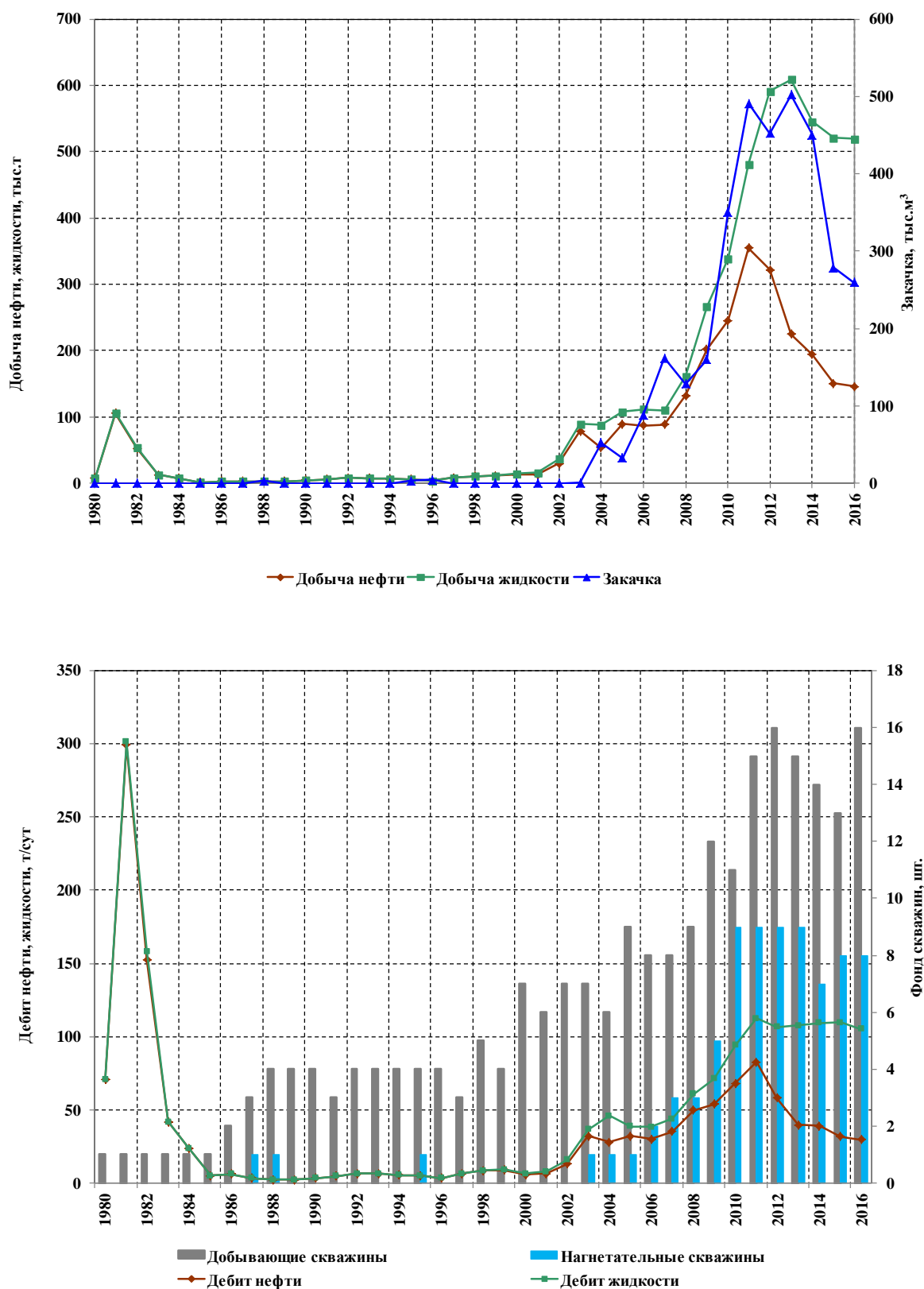


Рисунок 5 – Динамика основных технологических показателей. Объект Б₂

Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

По состоянию на 01.01.2017 г. в действующем фонде объекта 16 действующих добывающих и восемь нагнетательных скважин. Все добывающие нефтяные скважины механизированы, оборудованы ЭЦН, одна скважина ШГН.

Действующие скважины характеризуются широким диапазоном дебитов и обводненностей (табл. 9–10, рис. 6). В декабре 2016 года средний дебит по нефти составлял 23,6 т/сут (от 0,6 до 70,1 т/сут), по жидкости – 85,9 т/сут (от 1,1 до 323,91 т/сут), средняя обводненность – 60,8 % (от 36,4 до 94,9 %).

В декабре 2016 года средняя приемистость составляла 94,0 м³/сут (от 27,2 до 192,7 м³/сут), среднее давление нагнетания (на устье) – 9,5 МПа.

Таблица 9 – Распределение фонда скважин объекта Б₂ по дебитам нефти и обводненности по состоянию на 01.01.2017 г.

Интервал обводненности, %	Диапазон дебитов нефти, т/сут						Всего	
	<1	1...10	10...20	20...35	35...60	>=60	Кол.	%
< 5								
5 .. 20								
20 .. 50	1	2	1	1	1	1	7	43,8
50 .. 90		3		1	3		7	43,8
>= 90	1			1			2	12,5
Всего	2	5	1	3	4	1	16	
%	12,5	31,3	6,3	18,8	25,0	6,3		100,0

Таблица 10 – Распределение фонда скважин объекта Б₂ по дебитам жидкости и обводненности по состоянию на 01.01.2017 г.

Интервал обводненности, %	Диапазон дебитов жидкости, т/сут						Всего	
	<5	5...10	10...20	20...35	35...60	>=60	Кол.	%
< 5								
5 .. 20								
20 .. 50	2	1		2		2	7	43,8
50 .. 90				2	2	3	7	43,8
>= 90	1					1	2	12,5
Всего	3	1		4	2	6	16	
%	18,8	6,3		25,0	12,5	37,5		100,0

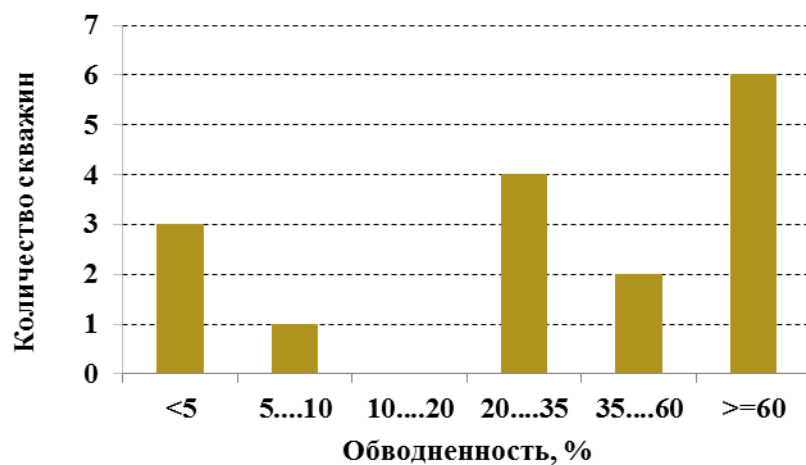
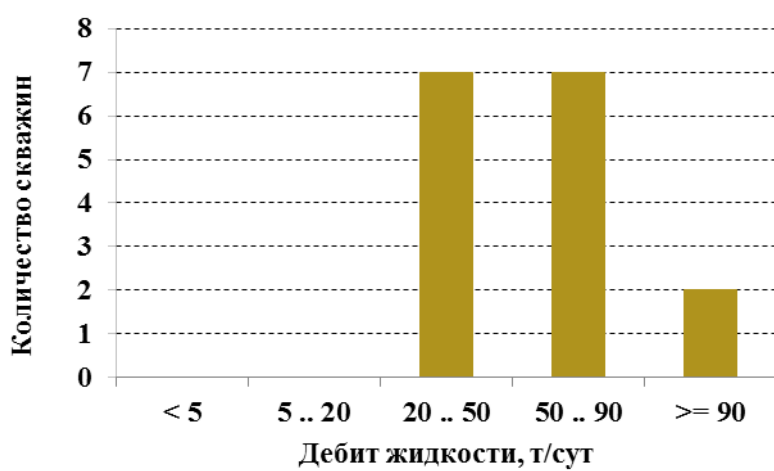
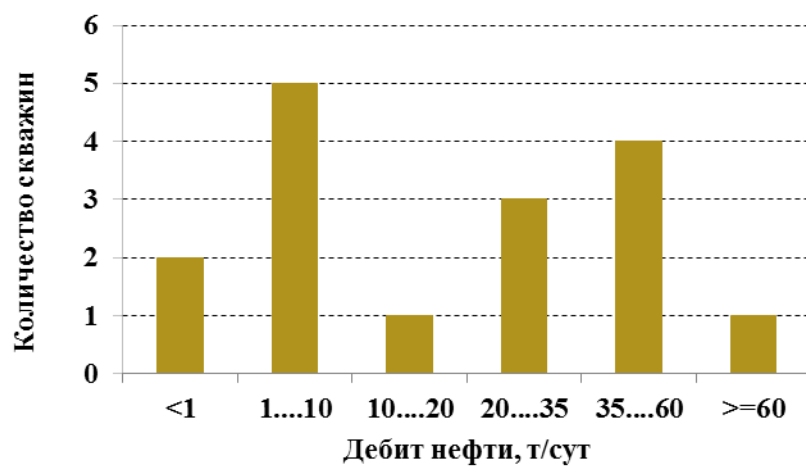


Рисунок 6– Распределение фонда скважин объекта Б₂ по дебитам и обводненности по состоянию на 01.01.2017 г.

Энергетическая характеристика объекта

В настоящий момент центральная залежь объекта разрабатывается в условиях сочетания очагового и приконтурного заводнения, северная залежь – на естественном упруговодонапорном режиме.

По состоянию на 01.01.2017 г. среднее забойное давление на добывающих скважинах составляет 4,5 МПа (давление насыщения 5,9 МПа), средний динамический уровень 2069 м.

В 2012–2016 гг. в 14 скважинах выполнены исследования по определению текущего пластового давления. Три исследования следует признать некорректными по причине недовосстановления уровня ($H_{ст}$ от 1477 до 1761 м).

Текущее пластовое давление 20,7 МПа, что на 5,3 МПа ниже начального пластового давления.

По мере разбуривания на северной залежи рекомендуется продолжить формирование проектной системы заводнения.

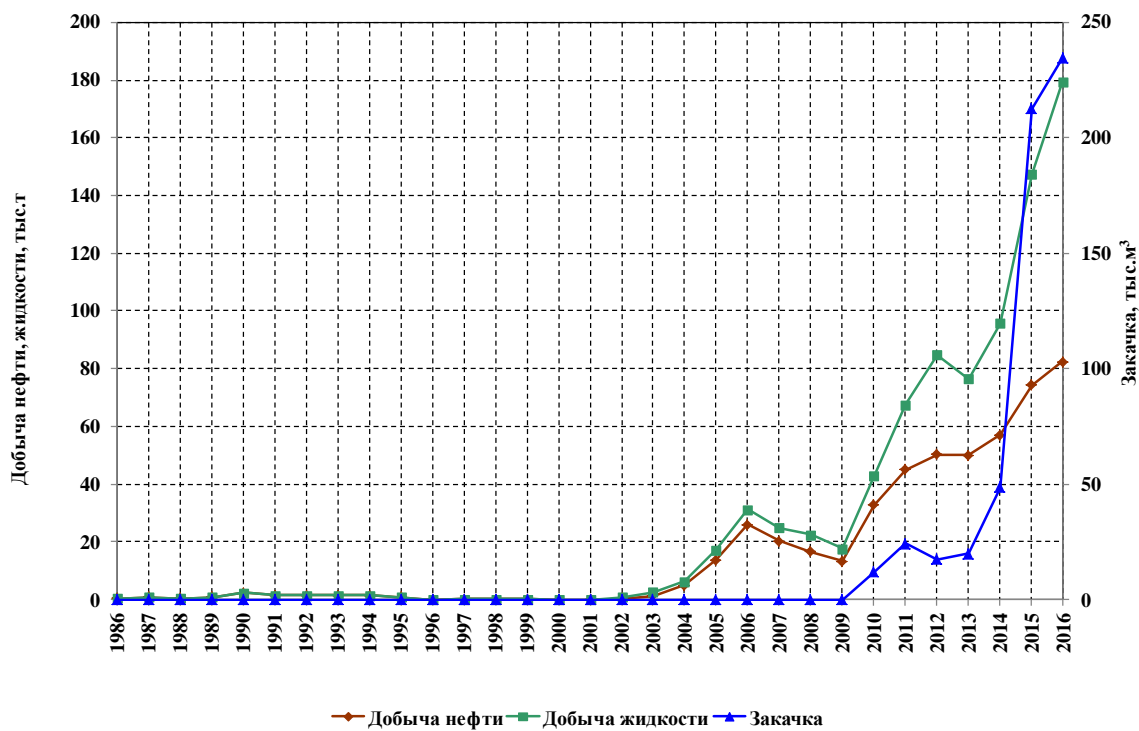
Объект T_1+T_2

Объект T_1+T_2 – третий по значимости объект разработки после объектов A_4+A_{4-1} и B_2 .

Разрабатывается с 1986 года, в разработке находятся оба пласта.

По состоянию на 01.01.2017 г. накопленная добыча нефти составила 501,3 тыс. т, текущий КИН 0,097, отбор от НИЗ составляет 24,4 % при достигнутой среднегодовой обводненности 54,0%, накопленная добыча жидкости составила 829,5 тыс. т. На центральных залежах с 2010 года сформирована очагово-избирательная система заводнения. С начала разработки закачано 569,3 тыс. м³ воды, накопленная компенсация отборов – 68,6 %. За 2016 год добыто 82,3 тыс. т нефти, что соответствует темпу отбора от НИЗ 4,0 %, и 179,3 тыс. т жидкости, закачано 234,3 тыс. м³ воды.

Основные технологические показатели разработки объекта по состоянию на 01.01.2017 г. представлены в таблице 11 приложения Г. Динамика основных технологических показателей за весь срок разработки представлена на рисунке 7.



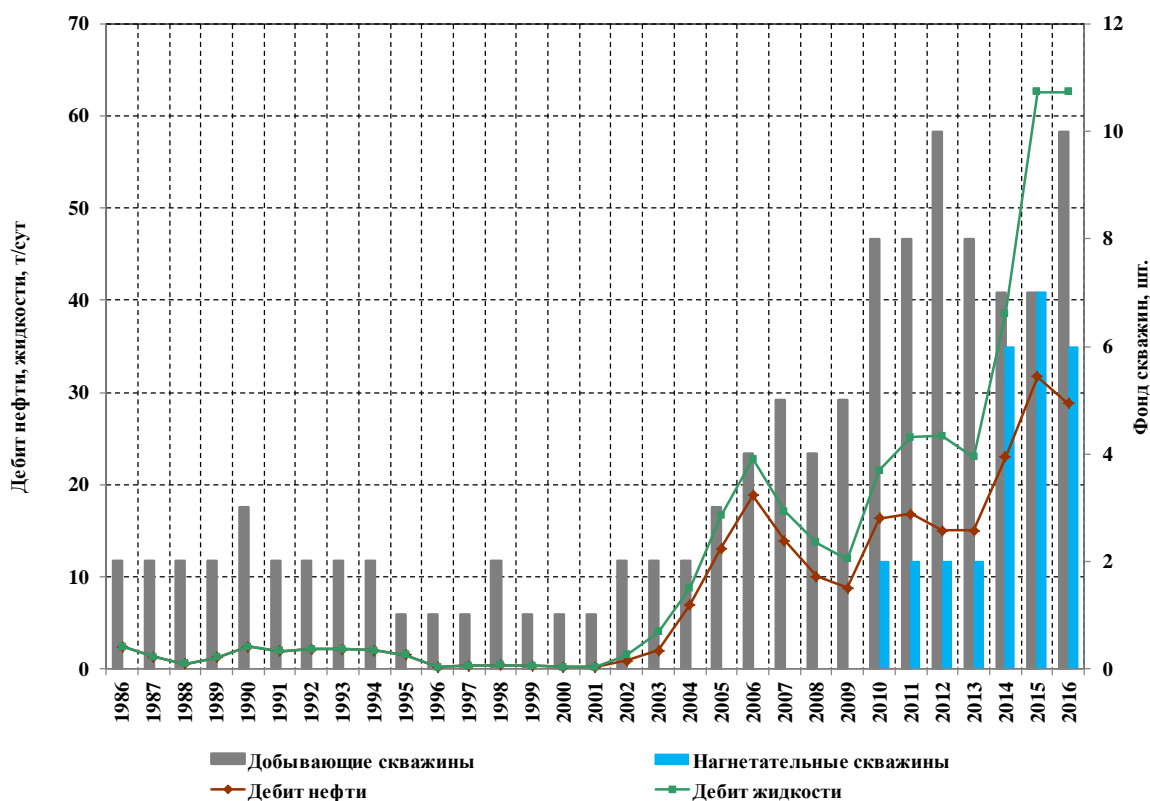


Рисунок 7 – Динамика основных технологических показателей.

Объект T_1+T_2

Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

По состоянию на 01.01.2017 г. в действующем фонде объекта 10 действующих добывающих и шесть действующих нагнетательных скважин. Девять добывающих нефтяных скважин механизированы, оборудованы ЭЦН, одна ШГН.

Действующие скважины характеризуются широким диапазоном дебитов и обводненностей (табл. 12–13, рис. 8). В декабре 2016 года средний дебит по нефти составлял 19,8 т/сут (от 1,2 до 68,8 т/сут), по жидкости – 55,0 т/сут (от 2,0 до 150,1 т/сут), средняя обводненность – 60,3 % (от 39,2 до 90,3 %).

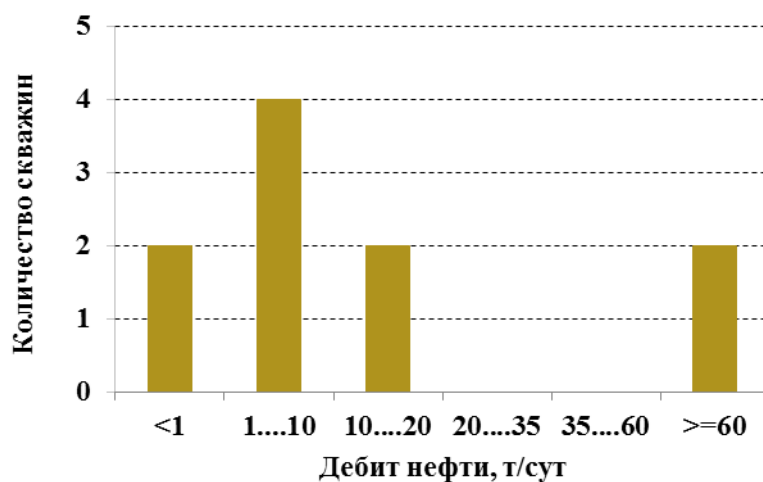
В декабре 2016 года средняя приемистость составляла 100,9 м³/сут (от 5,0 до 176,3 м³/сут), среднее давление нагнетания (на устье) – 9,4 МПа.

Таблица 12 – Распределение фонда скважин объекта T_1+T_2 по дебитам нефти и обводненности по состоянию на 01.01.2017 г.

Интервал обводненности, %	Диапазон дебитов нефти, т/сут						Всего	
	<1	1...10	10...20	20...35	35...60	>=60	Кол.	%
< 5								
5 .. 20								
20 .. 50	2	2				1	5	50,0
50 .. 90		1	2			1	4	40,0
>= 90		1					1	10,0
Всего	2	4	2			2	10	
%	20,0	40,0	20,0			20,0		100,0

Таблица 13 – Распределение фонда скважин объекта T_1+T_2 по дебитам жидкости и обводненности по состоянию на 01.01.2017 г.

Интервал обводненности, %	Диапазон дебитов жидкости, т/сут						Всего	
	<5	5...10	10...20	20...35	35...60	>=60	Кол.	%
< 5								
5 .. 20								
20 .. 50	2		2			1	5	50,0
50 .. 90					2	2	4	40,0
>= 90					1		1	10,0
Всего	2		2		3	3	10	
%	20,0		20,0		30,0	30,0		100,0



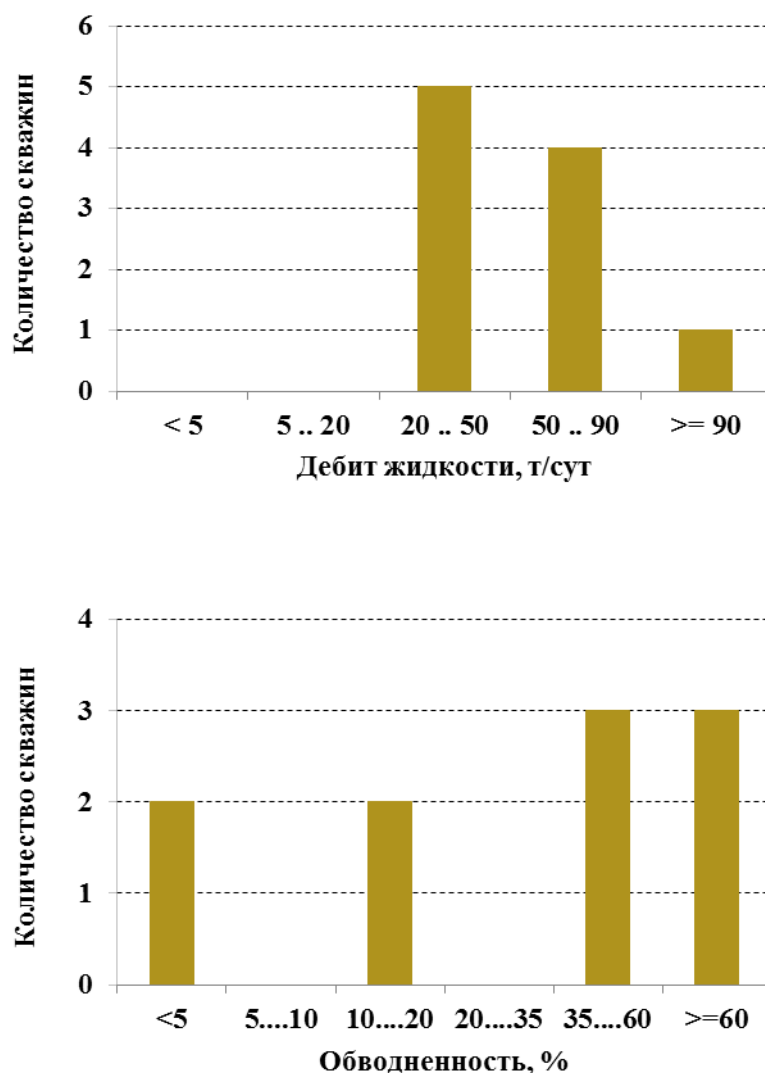


Рисунок 8 – Распределение фонда скважин объекта T_1+T_2 по дебитам и обводненности по состоянию на 01.01.2017 г.

Энергетическая характеристика объекта

В настоящий момент центральные залежи пластов объекта разрабатываются в условиях очагового заводнения, остальные разрабатываемые залежи – на естественном упруговодонапорном режиме.

По состоянию на 01.01.2017 г. среднее забойное давление на добывающих скважинах составляет 3,9 МПа (давление насыщения 3,2 и 6,5 МПа для пластов T_1 и T_2 соответственно), средний динамический уровень 2076 м.

Текущее пластовое давление по пласту Т₁ 24,6 МПа, что на 1,6 МПа ниже начального пластового давления (рис. 9). По пласту Т₂ текущее пластовое давление по Северной залежи – 25,19 МПа, по Центральной залежи – 22,6 МПа, что, соответственно, на 1,0 и на 3,6 МПа ниже начального пластового давления (рис. 10).

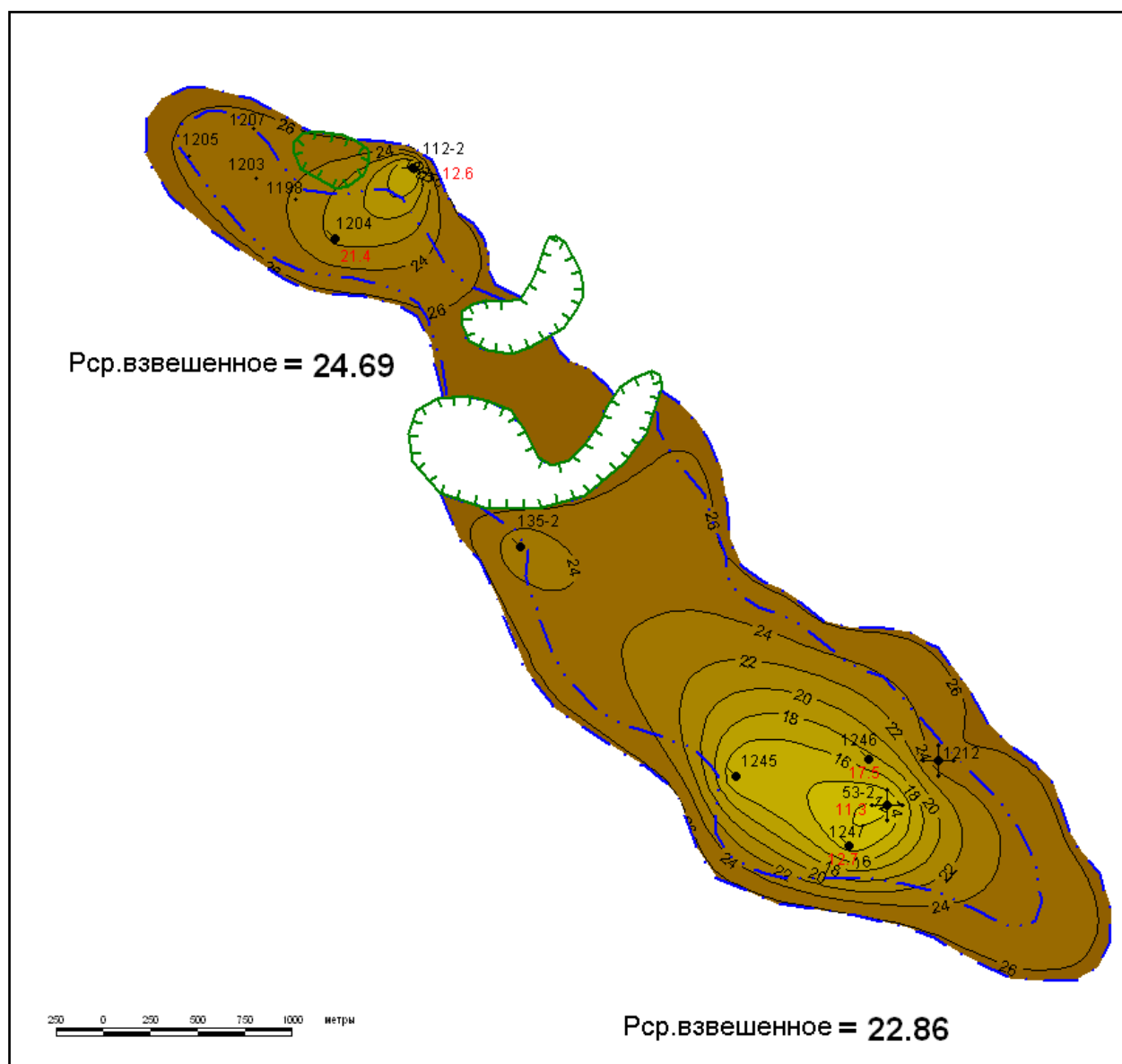


Рисунок 9 – Карта изобар по состоянию на 01.01.2017 г. Пласт Т₁

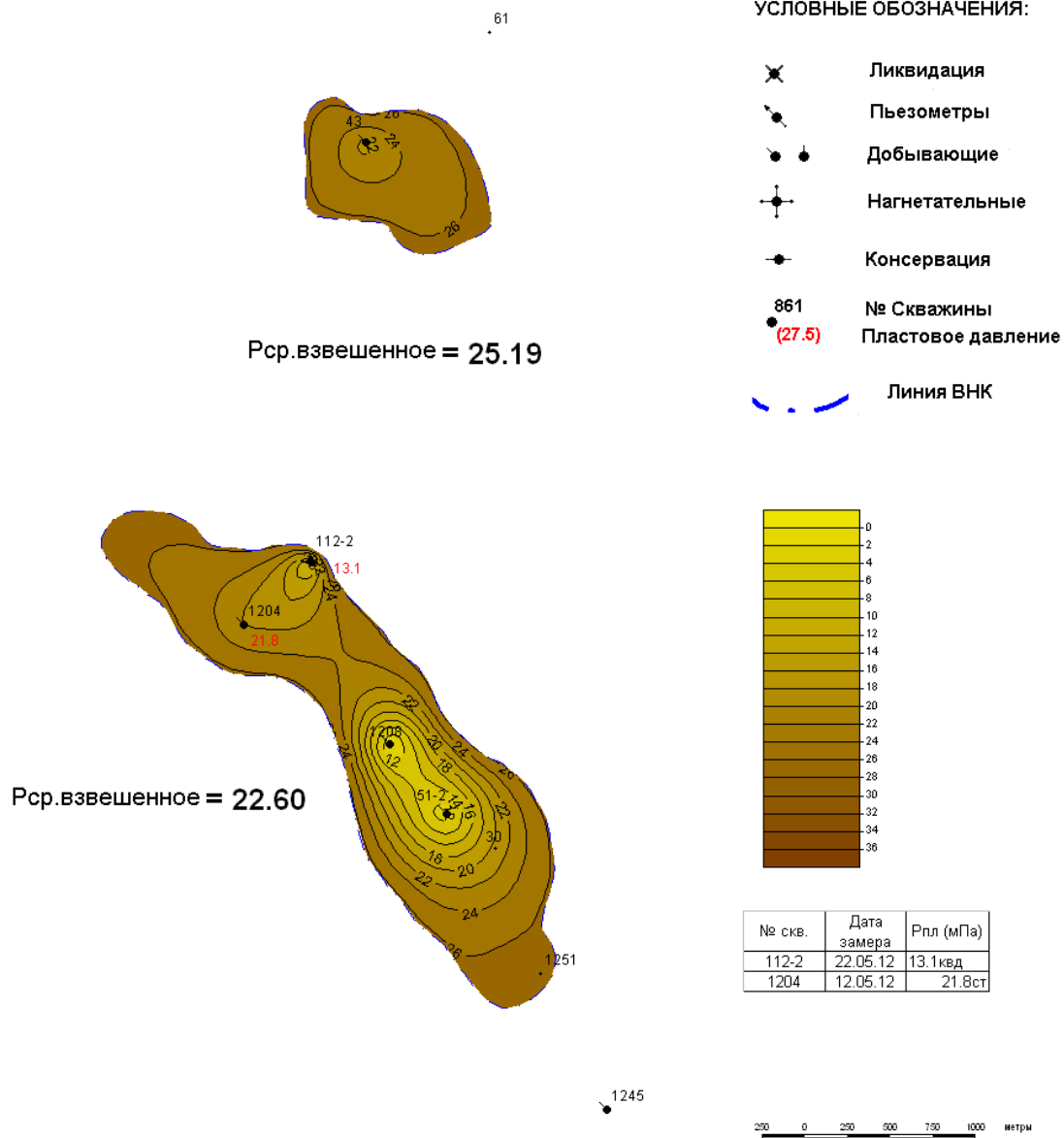


Рисунок 10 – Карта изобар по состоянию на 01.01.2017 г. Пласт Т₂

По мере разбуривания на северной залежи рекомендуется сформировать проектную систему заводнения.

Объект Д₃

Представлен продуктивным пластом Д₃, который приурочен к подошвенной части ардатовского горизонта. Нефтяная залежь пласта Д₃ является литологически и тектонически экранированной с запада, юга и востока.

Разработка объекта началась в 1979 году и осуществляется до настоящего времени одной разведочной скважиной № 24. Гидроразрыв пласта, проведенный в 2003 г., позволил в 1,5 раза увеличить производительность скважины и соответственно годовую добычу нефти. Таким образом, около 80 % накопленной добычи нефти (181 тыс. т) было получено за счет проведения ГТМ (после 2002 года).

По состоянию на 01.01.2017 г. накопленная добыча нефти составила 233,8 тыс. т, текущий КИН 0,284, отбор от НИЗ составляет 49,7 % при достигнутой среднегодовой обводненности 27,1 %, накопленная добыча жидкости составила 266,3 тыс. т. За 2016 год добыто 9,96 тыс. т нефти, что соответствует темпу отбора от НИЗ 2,1 %, и 13,7 тыс. т жидкости.

Основные технологические показатели разработки объекта по состоянию на 01.01.2017 г. представлены в таблице 14 приложения Д. Динамика основных технологических показателей за весь срок разработки представлена на рисунке 11.

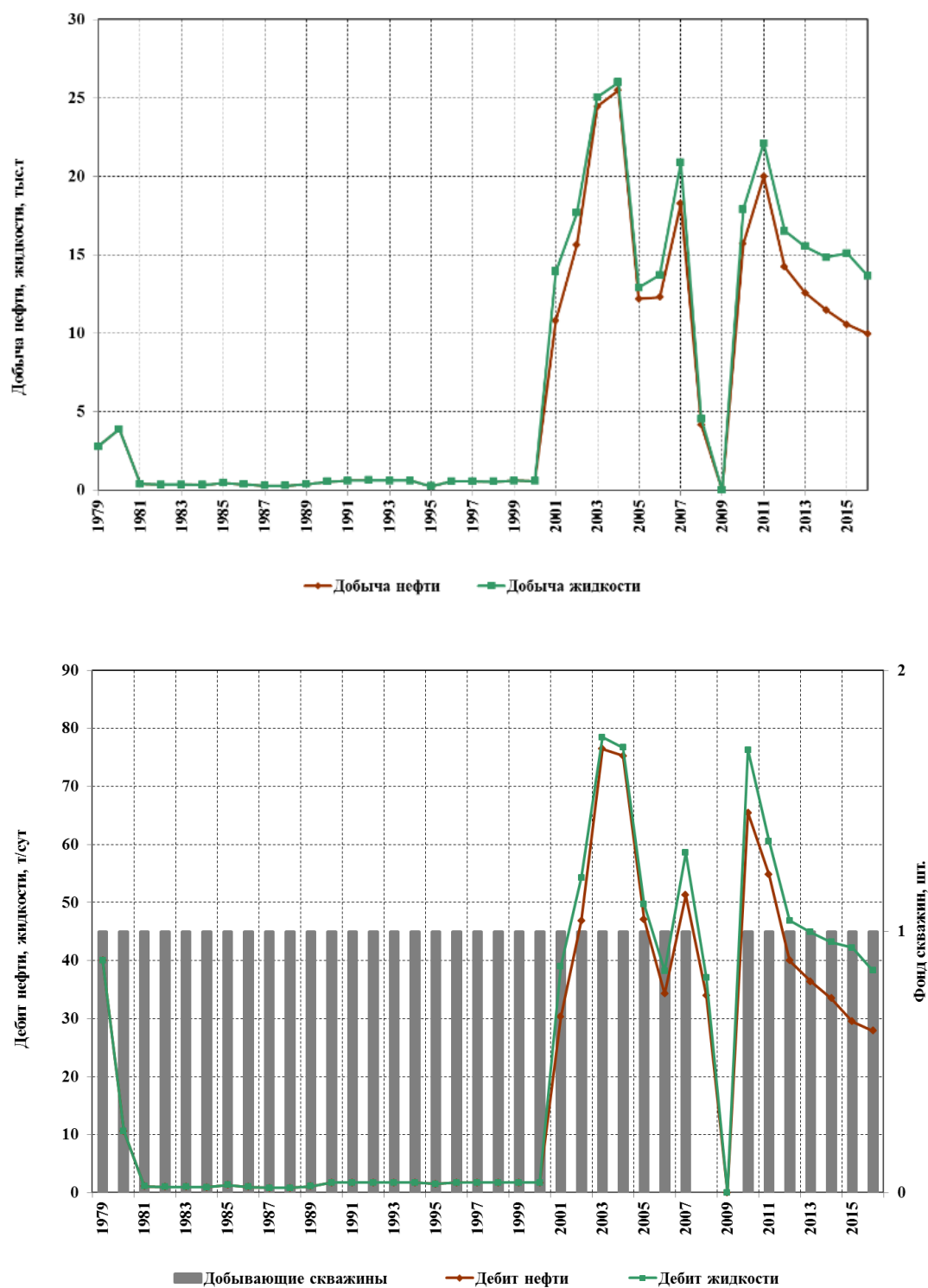


Рисунок 11 – Динамика основных технологических показателей. Объект Д₃

Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

По состоянию на 01.01.2017 г. в фонде объекта одна действующая добывающая скважина, оборудована ЭЦН.

В декабре 2016 года дебит скважины по нефти составлял 24,5 т/сут, по жидкости – 39,1 т/сут, обводненность – 37,4%.

Энергетическая характеристика объекта

По состоянию на 01.01.2017 г. среднее забойное давление на добывающих скважинах составляет 5,4 МПа (давление насыщения 8,7 МПа), средний динамический уровень 2782 м.

Последний раз исследование по определению текущего пластового давления выполнялось в 2013 году. Исследование следует признать некорректным по причине недовосстановления уровня ($H_{ст}$ 1786 м).

По причине отсутствия замеров построить карту изобар по состоянию на 01.01.2017 г. не представляется возможным.

7. Анализ выработки запасов

На балансе числятся запасы свободного газа в размере 17 млн. м³ (объект Art-1).

НИЗ нефти (категория В₁) по объектам месторождения распределяются следующим образом:

3044 тыс. т (5,6 %)/1202 (4,8 %) – объект А₀;

3862 тыс. т (7,2 %)/1714 (6,8 %) – объект А₁₊₂;

31611 тыс. т (58,5 %)/15111 (59,8 %) – объект А₄+А₄₋₁;

286 тыс.т. (0,5 %)/ 95 тыс. т (0,4 %) – объект О₄;

83 тыс. т (0,2 %)/28 (0,1 %) – объект О_{5^В}+О₆;

9099 тыс. т (16,9 %)/4586 (18,2 %) – объект Б₂;

5190 тыс. т (9,6 %)/2051 (8,1 %) – объект Т₁+Т₂;

822 тыс. т (1,5 %)/470 (1,9 %) – объект Д₃.

Более половины начальных извлекаемых запасов нефти относится к объекту А₄+А₄₋₁, запасы объектов О_{5^В}+О₆ и Д₃ незначительны.

Показатели выработки запасов нефти приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Показатели выработки запасов по состоянию на 01.01.2017 г.

Месторождение, площадь	Начальные запасы нефти, тыс.т		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Остаточные извлекаемые запасы нефти,тыс.т	Отбор нефти, %	Обводненность, %	Текущий КИН, доли ед.	Утвержд енный КИН, доли ед.
	геолог.	извлек.						
А0	3 044	1 202	14	1 188	1,2	35,5	0,005	0,395
А1+2	3 862	1 714	433	1 281	25,3	38,6	0,112	0,444
А4+А4-1	31 611	15 111	8341	6 770	55,2	41,3	0,264	0,478
О4	286	95	0	95	0,0	-	0,000	0,332
О5В+О6	83	28	5	23,0	17,9	33,3	0,060	0,341
Б2	9 099	4 586	2699	1 887	58,9	71,1	0,297	0,504
Т1+Т2	5 190	2 051	501	1 550	24,4	49,4	0,097	0,395
Д3	822	470	234	236	49,8	30,0	0,285	0,572
Месторождение в целом	53 997	25 257	12 227	13 030	48,4	54,0	0,226	0,468

Отбор от НИЗ нефти в целом по месторождению составил 48,4 %.
Распределение накопленной добычи нефти по объектам разработки представлено на рисунке 12.

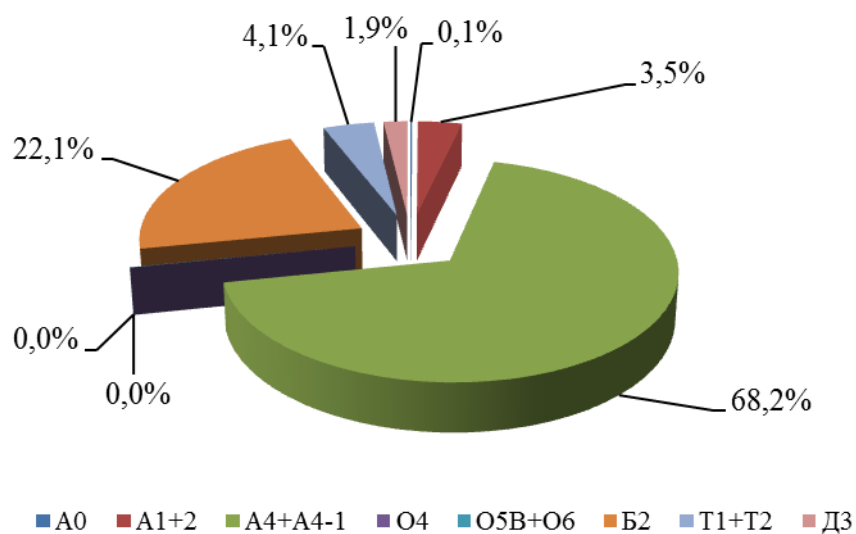


Рисунок 12 – Распределение накопленной добычи нефти по объектам разработки

Распределение выработки запасов по объектам представлено на рисунке 13.

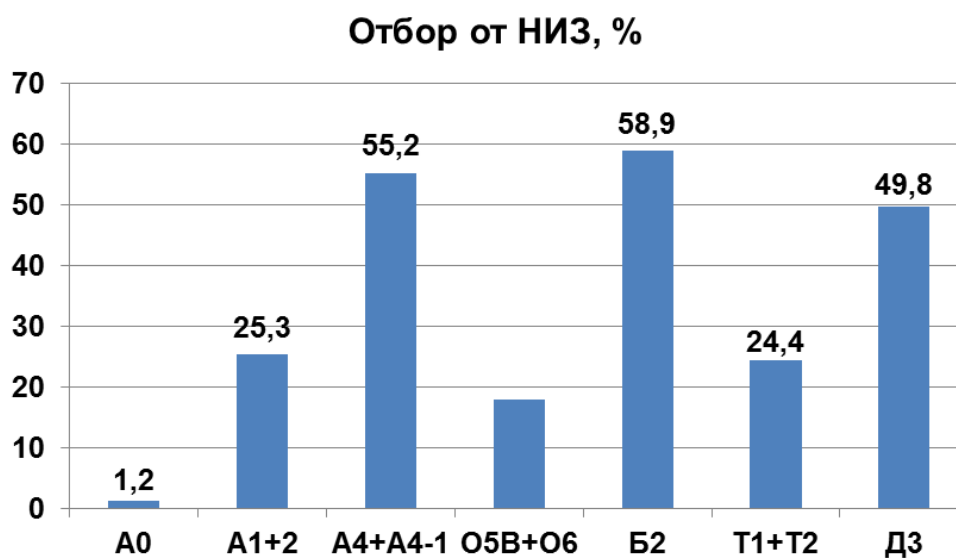


Рисунок 13 – Распределение выработки запасов по объектам разработки

Величина остаточных извлекаемых запасов нефти по месторождению составляет 13030 тыс. т, на долю пластов A_4 и A_{4-1} приходится около половины остаточных запасов.

Выработка нефти по объектам A_0 , A_1+A_2 , B_2 , T_1+T_2 происходит в условиях опережающего роста обводненности.

Объект A_4+A_{4-1}

Промышленная нефтеносность установлена в пластах A_4 и A_{4-1} башкирского яруса. В целом по объекту отобрано 52,5 % НИЗ (табл. 16). Выявлено четыре залежи нефти, процессом разработки охвачены все залежи. На текущий момент неполностью разбурена северная часть залежи пласта A_4 . На объекте реализована обращенная семиточечная система разработки. В наибольшей степени выработан пласт A_4 , величина достигнутой обводненности продукции соответствует степени выработки запасов.

Таблица 16 – Показатели выработки запасов объекта A_4+A_{4-1} по состоянию на 01.01.2017г.

Объект, залежь	Начальные запасы нефти, тыс.т		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Остаточные извлекаемые запасы нефти,тыс.т	Отбор нефти, %	Обводненность, %	Текущий КИН, доли ед.	Утвержденный КИН, доли ед.
	геолог.	извлек.						
Пласт A_4	30 261	14 465	8229	6 236	56,9	41,8	0,272	0,478
Пласт A_4-1	1 350	646	112	534	17,3	25,3	0,083	0,478
Объект A_4+A_{4-1}	31 611	15 111	8 341	6 770	55,2	41,3	0,264	0,478

Коэффициент охвата перфорацией по толщине составляет в среднем 94,4 %.

Прогнозирование извлекаемых запасов нефти по текущей тенденции методом характеристик вытеснения по состоянию на 01.01.2017 г. преждевременно в связи с недостаточным уровнем достигнутой обводненности.

Проведенный анализ позволил сделать следующие выводы:

- объект находится на второй стадии разработки: фактический КИН составляет 0,264 д. ед. при утвержденном 0,478 д. ед.;

- разрабатывается согласно проектным решениям: площадная обращенная семиточечная система, размещение скважин по сетке 600 м;
- для достижения утвержденного значения коэффициента нефтеотдачи необходимо продолжить выполнение проектных решений по доформированию сетки скважин на всей площади объекта и проведению ГТМ.

Объект Б₂

Промышленная нефтеносность установлена в пласте Б₂ бобриковского горизонта. В целом по объекту отобрано 58,9 % НИЗ (табл. 17). Процессом разработки охвачены обе залежи. В центральной залежи сформирована система разработки, северная залежь с 2005 года разрабатывается единичными скважинами без поддержания пластового давления. К центральной залежи относится основной объем запасов и накопленной добычи нефти. В наибольшей степени выработаны запасы центральной и северной залежей. Величина достигнутой на центральной залежи обводненности продукции соответствует степени выработки запасов. Выработка запасов северной залежи сопровождается опережающей обводненностью.

Таблица 17 – Показатели выработки запасов объекта Б₂ по состоянию на 01.01.2017

Объект, залежь	Начальные запасы нефти, тыс.т		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Отбор нефти, %	Обводненность, %	Текущий КИН, доли ед.	Утвержденный КИН, доли ед.
	геолог.	извлек.						
Залежь 1 (северная)	913	460	57	403	12,4	78,9	0,062	0,504
Залежь 2 (центральная)	8 186	4 126	2642	1 484	64,0	68,8	0,323	0,504
Объект Б2	9 099	4 586	2 699	1 887	58,9	71,1	0,297	0,478

Коэффициент охвата перфорацией по толщине составляет в среднем 82,4 %.

Прогнозирование извлекаемых запасов нефти по текущей тенденции методом характеристик вытеснения по состоянию на 01.01.2017 г. по северной

залежи преждевременно (незначительный отбор запасов). По центральной залежи можно ожидать достижение утвержденного КИН.

Анализ свидетельствует о необходимости продолжения реализации проектных решений по доформированию сетки скважин и проведению ГТМ с целью достижения утвержденного КИН.

Проведенный анализ позволил сделать следующие выводы:

- объект находится на третьей стадии разработки: фактический КИН составляет 0,297 д. ед. при утвержденном 0,504 д. ед.;
- объект разрабатывается согласно проектным решениям: очагово-избирательная система заводнения, размещение скважин по сетке 500 м;
- для достижения утвержденного значения коэффициента нефтеотдачи необходимо продолжить формирование проектной сетки скважин на северной залежи.

Объект T_1+T_2

Промышленная нефтеносность установлена в пластах T_1 и T_2 турнейского яруса. Объект разрабатывается с 1986 года. В целом по объекту отобрано 24,4 % НИЗ (табл. 18). В пластах выявлено семь залежей нефти, процессом разработки охвачено четыре залежи. На пласте T_1 центральная залежь разрабатывается с 1986 года, залежь района скважины 46Н разрабатывалась единственной скважиной в период 1990-1999 года. На пласте T_2 центральная залежь разрабатывается с 2006 года, северная залежь – единственной скважиной с 2005 года. Система разработки сформирована только на центральных залежах обоих пластов. К центральным залежам относится основной объем запасов и накопленной добычи нефти. В наибольшей степени выработаны запасы северной залежи пласта T_2 и центральных залежей обоих пластов. Выработка запасов всех разрабатываемых в настоящий момент залежей сопровождается опережающей обводненностью.

Таблица 18 – Показатели выработки запасов объекта T₁+T₂ по состоянию на 01.01.2017г.

Объект, залежь	Начальные запасы нефти, тыс.т		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Отбор нефти, %	Обводненность, %	Текущий КИН, доли ед.	Утвержденный КИН, доли ед.
	геолог.	извлек.						
Пласт T1, залежь 1 (р-н скв. 46Н)	404	146	4	142	2,7	0,0	0,010	0,361
Пласт T1, залежь 2 (восточная)	5	2		2	0,0		0,000	0,378
Пласт T1, залежь 3 (северная)	378	114		114	0,0		0,000	0,301
Пласт T1, залежь 2 (центральная)	1 779	624	157	467	25,2	34,2	0,088	0,351
Пласт T2, залежь 1 (северная)	607	271	106	165	39,1	79,4	0,175	0,447
Пласт T2, залежь 2 (центральная)	2 017	894	234	660	26,2	37,1	0,116	0,444
Пласт T2, залежь 3 (р-н скв. 1230)								
Объект T1+T2	5 190	2 051	501	1 550	24,4	49,4	0,097	0,395
Пласт T1	2 566	886	161	725	18,2	34,2	0,063	0,345
Пласт T2	2 624	1 165	340	825	29,2	48,1	0,130	0,444

Коэффициент охвата перфорацией по толщине составляет в среднем 93,5 %.

Прогнозирование извлекаемых запасов нефти по текущей тенденции методом характеристик вытеснения по состоянию на 01.01.2017 г. по всем разрабатываемым залежам преждевременно (незначительный отбор запасов или несформированная система разработки).

Проведенный анализ позволил сделать следующие выводы:

- объект находится на первой стадии разработки: фактический КИН составляет 0,097 д. ед. при утвержденном 0,395 д. ед.;
- объект разрабатывается согласно проектным решениям: очаговая система заводнения, размещение скважин по сетке 500 м;
- для достижения утвержденного значения коэффициента нефтеотдачи необходимо продолжать реализацию проектных решений по доформированию системы разработки на разрабатываемых залежах и по вводу в разработку залежей, не охваченных воздействием.

Объект Д₃

Промышленная нефтеносность установлена в пласте Д₃ ардатовского горизонта. В целом по объекту отобрано 49,8 % НИЗ при достигнутой обводненности 30,0 %.

Коэффициент охвата перфорацией по толщине составляет 95 %.

Прогнозирование извлекаемых запасов нефти по текущей тенденции методом характеристик вытеснения по состоянию на 01.01.2017 г. преждевременно (низкая степень обводнения, несформированная система разработки).

Проведенный анализ позволил сделать следующие выводы:

- объект эксплуатируется единственной скважиной, фактический КИН составляет 0,2853 д. ед. при утвержденном 0,572 д. ед.;
- для достижения утвержденного значения коэффициента нефтеотдачи необходимо продолжать реализацию проектных решений по формированию системы разработки путем перевода скважин с других объектов.

8. Сопоставление проектных и фактических показателей

Объект Art–1

Разработка объекта началась в июле 2016 года, когда туда была переведена скважина 104 с пласта A_4 .

В 2016 году добыча газа составила 1,4 млн. m^3 против 1,2 млн. m^3 по проекту, средний дебит 9,8 тыс. m^3 /сут. (проект 8,1 тыс. m^3 /сут.).

Объект A_4+A_{4-1}

Сравнение проектных и фактических показателей разработки объекта за последние пять лет приведено в таблице 19 приложения Е и на рисунке 14.

В 2012 г. добыча нефти (398,8 тыс. т) ниже проектной (529,8 тыс. т) на 24,7 % за счет меньшего дебита нефти и количества действующих скважин. Действующий добывающий фонд (62 скважины), что меньше проектного фонда (81 скважина) на 23,5 %, действующий нагнетательный фонд (33 скважины) меньше проектного (39 скважин) на 15,4 %. Средний дебит нефти действующих скважин (18,2 т/сут) ниже проектного (19,5 т/сут) на 6,8 %. Добыча жидкости (603 тыс.т) ниже проектной (789,2 тыс. т) на 23,6 %, фактическая обводненность при этом на уровне проектной обводненности продукции (33,9 % против 32,9 %), закачка (904,4 тыс. m^3) ниже проектной (1001,6 тыс. m^3) на 9,7 % из-за меньшей приемистости скважин.

В 2013 г. добыча нефти (401,3 тыс. т) выше проектной (384,5 тыс. т) на 4,4 % за счет большего дебита нефти. Действующий добывающий фонд (63 скважины), на уровне проектного фонда (62 скважины), действующий нагнетательный фонд (35 скважин) больше проектного фонда (32 скважины). Средний дебит нефти действующих скважин (18,3 т/сут) выше проектного (17,9 т/сут) на 2,4 %. Добыча жидкости (628,7 тыс. т) выше проектной (593,1 тыс. т) на 6 % за счет более высокой обводненности продукции (36,2 % против 35,2 %), закачка (1036,7 тыс. m^3) выше проектной (890 тыс. m^3) на 16,5 % из-за большей приемистости скважин.

В 2014 г. добыча нефти (409 тыс. т) выше проектной (360,4 тыс. т) на 13,5 % за счет большего фонда скважин и более высокой продуктивности скважин. Действующий добывающий фонд (73 скважины) больше проектного фонда (64 скважины) на 14,1% за счет переводов скважин с других объектов (в т. ч. и из других категорий), действующий нагнетательный фонд (34 скважины) выше проектного фонда (32 скважины). Средний дебит нефти действующих скважин (17,4 т/сут) выше проектного (16,5 т/сут) на 5,2 %. Добыча жидкости (674,1 тыс. т) выше проектной (586,5 тыс. т) на 14,9 %, фактическая обводненность при этом на уровне проектной обводненности продукции (39,3 % против 38,6 %), закачка (1215,6 тыс. м³) выше проектной (868,5 тыс. м³) на 40 % из-за большей приемистости скважин.

В 2015 г. добыча нефти (443 тыс. т) выше проектной (369,8 тыс. т) на 19,8 % за счет более высокой продуктивности скважин и количества действующих скважин. Действующий добывающий фонд (77 скважин), что больше проектного фонда (67 скважины) на 15,1 %, действующий нагнетательный фонд (38 скважин) больше проектного (34 скважины) на 11,1 %. Средний дебит нефти действующих скважин (17,0 т/сут) выше проектного (16,3 т/сут) на 4,4 %. Добыча жидкости (754,0 тыс. т) выше проектной (617,0 тыс. т) на 22,2 %, фактическая обводненность при этом на уровне проектной обводненности продукции (41,3 % против 40,1%), закачка (1187,1 тыс. м³) выше проектной (908,3 тыс. м³) на 30,7 % из-за большей приемистости скважин.

В 2016 г. добыча нефти (413,6 тыс.т.) ниже проектной (430,4 тыс. т) на 3,9 %, это связано с меньшей продуктивностью скважин и меньшим действующим добывающим фондом скважин, кроме того число дней работы новых скважин (128,1 день) меньше проектного значения (168,9 день). Действующий добывающий фонд (80 скважин) меньше проектного (81 скважины). Средний дебит нефти действующих скважин (14,1 т/сут) меньше проектного (15,8 т/сут) на 10,8 %. Добыча жидкости (734,7 тыс. т) ниже

проектной (750,4 тыс. т) на 2,1 %, фактическая обводненность (43,8 %) при этом практически на уровне проектной (42,7 %). Закачка воды (1149,9 тыс. м³) ниже проектной (1170,4 тыс. м³), что связано с меньшей приемистостью нагнетательных скважин (84,5 м³/сут. Против 86,5 м³/сут.).

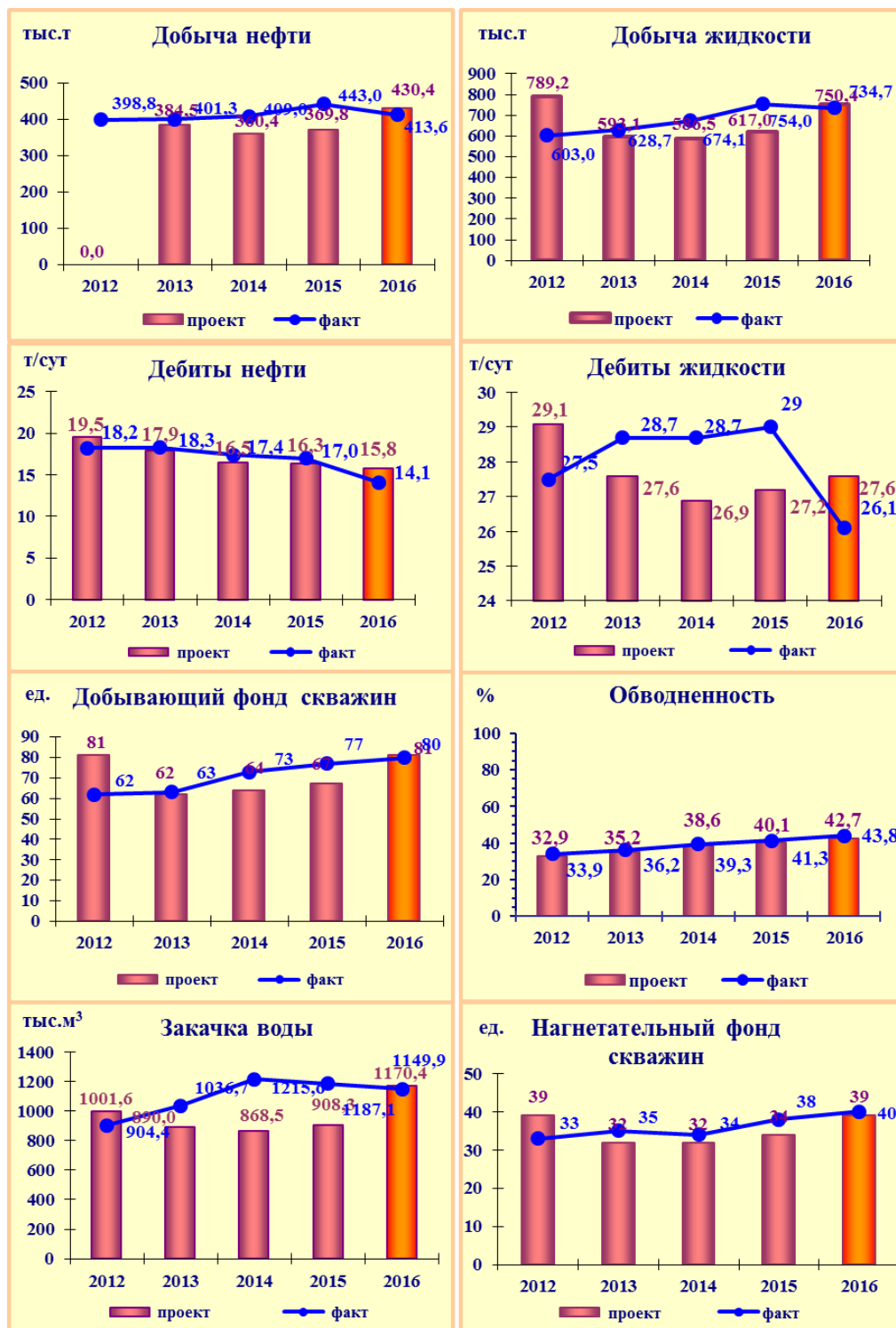


Рисунок 14 – Сравнение фактических и проектных показателей разработки.

Объект А₄+А₄₋₁

Объект Б₂

Сравнение проектных и фактических показателей разработки объекта за последние пять лет приведено в таблице 20 приложения Ж и на рисунке 15.

В 2012 г. добыча нефти (322,1 тыс. т) выше проектной (99,4 тыс. т) на 224 % за счет более высокого дебита нефти и количества действующих скважин. Действующий добывающий фонд (16 скважин), что больше проектного фонда (13 скважин) на 23,1%, действующий нагнетательный фонд (девять скважин) больше проектного фонда (три скважины) на 200 %. Средний дебит нефти действующих скважин (58,1 т/сут) выше проектного (23,3 т/сут) на 149,3 %. Добыча жидкости (591,4 тыс. т) выше проектной (186,0 тыс. т) на 217,9 %, фактическая обводненность продукции 45,5 % против 46,5 %, фактическая закачка (452,7 тыс. м³) выше проектной (227,3 тыс. м³) на 99,2 %, фактическая приемистость скважин (139,3 м³/сут) ниже проектной (230,1 м³/сут) на 39,5 %.

В 2013 г. добыча нефти (224,8 тыс. т) ниже проектной (249,9 тыс. т) на 10 % за счет меньшего дебита нефти и количества действующих скважин. Действующий добывающий фонд (15 скважин) меньше проектного (16 скважин) на 4,7 %, действующий нагнетательный фонд соответствует проектному фонду (девять скважин). Средний дебит нефти действующих скважин (39,8 т/сут) ниже проектного (42,8 т/сут) на 7 %. Добыча жидкости (608,9 тыс. т) на уровне проектной (631,1 тыс. т), фактическая обводненность продукции 63,1 % против 60,4 %, закачка (502,1 тыс. м³) ниже проектной (534,8 тыс. м³) на 6,1 % из-за меньшей приемистости скважин.

В 2014 г. добыча нефти (194,1 тыс. т) ниже проектной (231,2 тыс. т) на 16 % за счет большего дебита нефти. Действующий добывающий фонд (14 скважин) находится на уровне проектного (15 скважин), действующий нагнетательный фонд (семь скважин) меньше проектного фонда (девять скважин) на 18,1 %. Средний дебит нефти действующих скважин (38,9 т/сут) ниже проектного (41 т/сут) на 5,1 %. Добыча жидкости (545,2 тыс. т) выше проектной (483,6 тыс. т) на 12,7 % за счет более высокой обводненности

продукции (64,4 % против 52,2 %), закачка (450,4 тыс. м³) ниже проектной (601,6 тыс. м³) на 25,1 % из-за меньшей приемистости скважин.

В 2015 г. добыча нефти (150,8 тыс. т) ниже проектной (217,5 тыс. т) на 30,7 % за счет меньшего дебита нефти и количества действующих скважин. Действующий добывающий фонд (13 скважин) находится на уровне проектного (14 скважин), действующий нагнетательный фонд (восемь скважин) на уровне проектного фонда (девять скважин). Средний дебит нефти действующих скважин (31,7 т/сут) ниже проектного (41,2 т/сут) на 23 %. Добыча жидкости (521,2 тыс. т) выше проектной (429,0 тыс. т) на 21,5 % за счет более высокой обводненности продукции (71,1 % против 49,3 %), закачка (278,7 тыс. м³) ниже проектной (586,2 тыс. м³) на 52,5 % из-за меньшей приемистости скважин.

В 2016 г. добыча нефти (146,0 тыс. т) ниже проектной (158,4 тыс. т) на 7,8 % за счет меньшего дебита нефти и количества ней работы новых скважин. Действующий добывающий фонд (16 скважин) превышает проектный (15 скважин) на одну скважину, действующий нагнетательный фонд (восемь скважин) соответствует проектному. Средний дебит нефти действующих скважин (29,5 т/сут) ниже проектного (33,1 т/сут) на 10,9 %. Добыча жидкости (519,7 тыс. т) ниже проектной (528,8 тыс. т) на 1,7 % обводненность почти соответствует проектному значению 71,9 % против 70,0 %) , закачка (259,3тыс. м³) ниже проектной (286,8 тыс. м³) на 9,5 % из-за меньшей приемистости скважин.

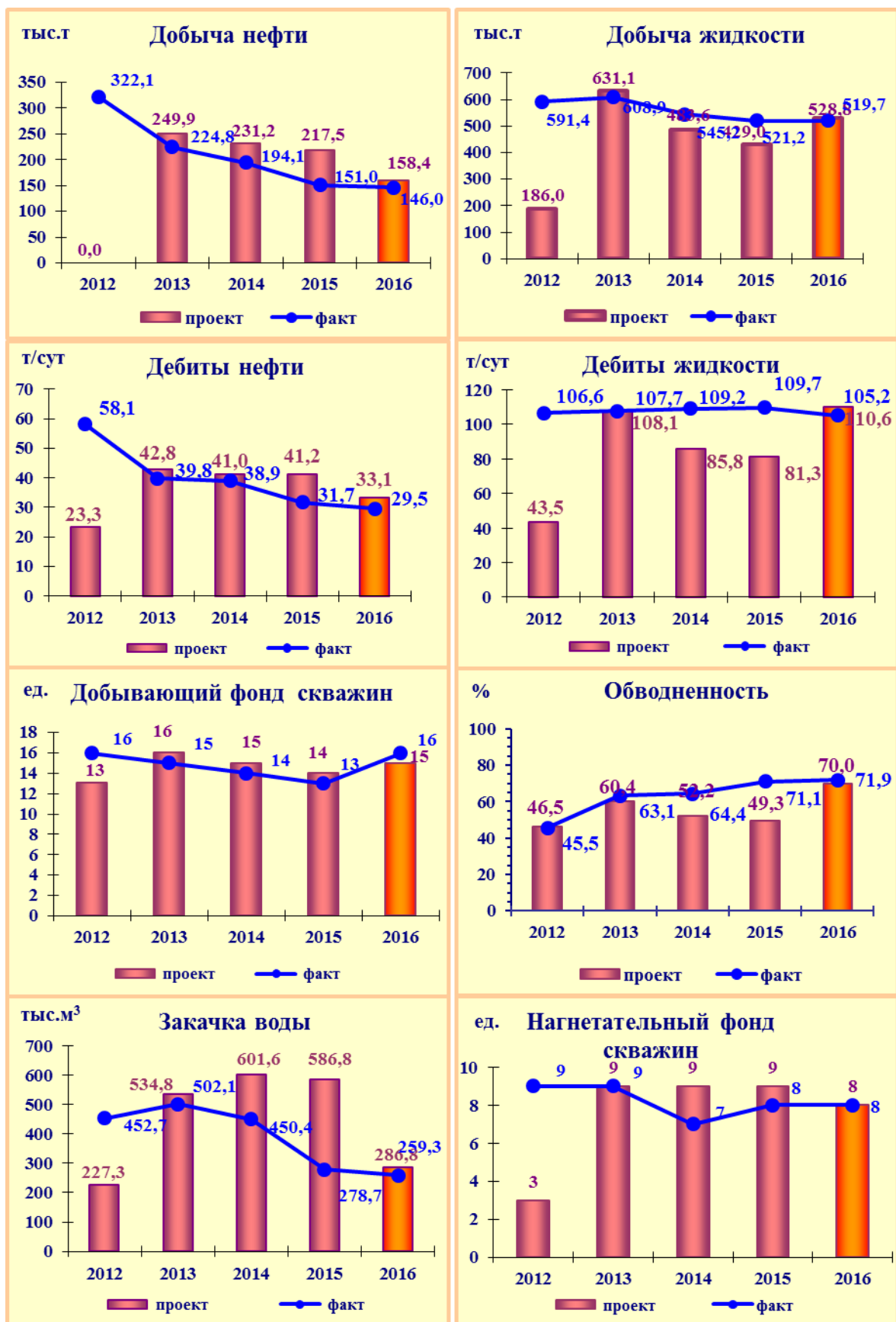


Рисунок 15– Сравнение фактических и проектных показателей разработки. Объект Б₂

Объект T_1+T_2

До 2013 года пласты T_1 и T_2 как единый объект не рассматривались, поэтому сравнение проектных и фактических показателей разработки объекта приведено за последние четыре года в таблице 21 приложения И, а также на рисунке 16.

В 2013 г. добыча нефти (50 тыс. т) на уровне проектной (49,5 тыс. т). Действующий добывающий фонд (восемь скважин) меньше проектного (10 скважин) на 20 %, действующий нагнетательный фонд соответствует проектному фонду (две скважины). Средний дебит нефти действующих скважин (15,3 т/сут) выше проектного (14,3 т/сут) на 7 %. Добыча жидкости (76,5 тыс. т) ниже проектной (82,4 тыс. т) на 7,2 %, фактическая обводненность продукции 34,7 % против 40 %, закачка (19,9 тыс. м³) значительно ниже проектной (62,4 тыс. м³) на 68,1 % из-за меньшей приемистости скважин.

В 2014 г. добыча нефти (57 тыс. т) ниже проектной (63,4 тыс. т) на 10,1 % за счет меньшего фонда добывающих скважин. Действующий добывающий фонд (семь скважин) ниже проектного (13 скважин) по причине перевода скважин на другие объекты, действующий нагнетательный фонд (шесть скважин) больше проектного фонда (две скважины) на 200 % по причине приобщения турнейских пластов в нагнетательных скважинах других объектов. Средний дебит нефти действующих скважин (23,6 т/сут) превышает проектный (15,9 т/сут) на 48,4 %. Добыча жидкости (95,7 тыс. т) ниже проектной (102,2 тыс. т) на 6,4 % за счет более высокой обводненности продукции (40,5 % против 38 %), закачка (48,6 тыс. м³) ниже проектной (79,5 тыс. м³) на 38,8 % из-за меньшей приемистости скважин.

В 2015 г. добыча нефти (74,4 тыс. т) ниже проектной (87,6 тыс. т) на 15,1 % за счет меньшего фонда добывающих скважин. Действующий добывающий фонд (шесть скважин) ниже проектного (17 скважин) по причине перевода скважин на другие объекты, действующий нагнетательный фонд

(семь скважин) больше проектного фонда (три скважины) на 133,3 % по причине приобщения турнейских пластов в нагнетательных скважинах других объектов. Средний дебит нефти действующих скважин (32 т/сут) превышает проектный (16,8 т/сут) на 90,5 %. Добыча жидкости (147,3 тыс. т) соответствует проектной (147,1 тыс. т), фактическая обводненность продукции 49,4 % против 40,4 %, закачка (212,7 тыс. м³) выше проектной (117,4 тыс. м³) на 81,1 % за счет большего фонда нагнетательных скважин.

В 2016 г. добыча нефти (82,3 тыс. т) выше проектной (69,3 тыс. т) на 18,8 % за счет большего фонда добывающих скважин и меньшей обводненности и, как следствие, большего дебита нефти. Действующий добывающий фонд (10 скважин) превышает проектный (восемь скважин), за счет дополнительного перевода добывающей скважины с вышележащего объекта и отсутствия бездействующего фонда. Действующий нагнетательный фонд (шесть скважин) соответствует проектному. Средний дебит нефти действующих скважин (28,8 т/сут) превышает проектный (25,0 т/сут) на 15,2 %. Добыча жидкости (179,2 тыс. т) выше проектной (154,3 тыс. т), фактическая обводненность продукции 54,0 % против 55,1 %, закачка (234,3 тыс. м³) выше проектной (223,0 тыс. м³) на 5,1 % за счет большей приемистости нагнетательных скважин.

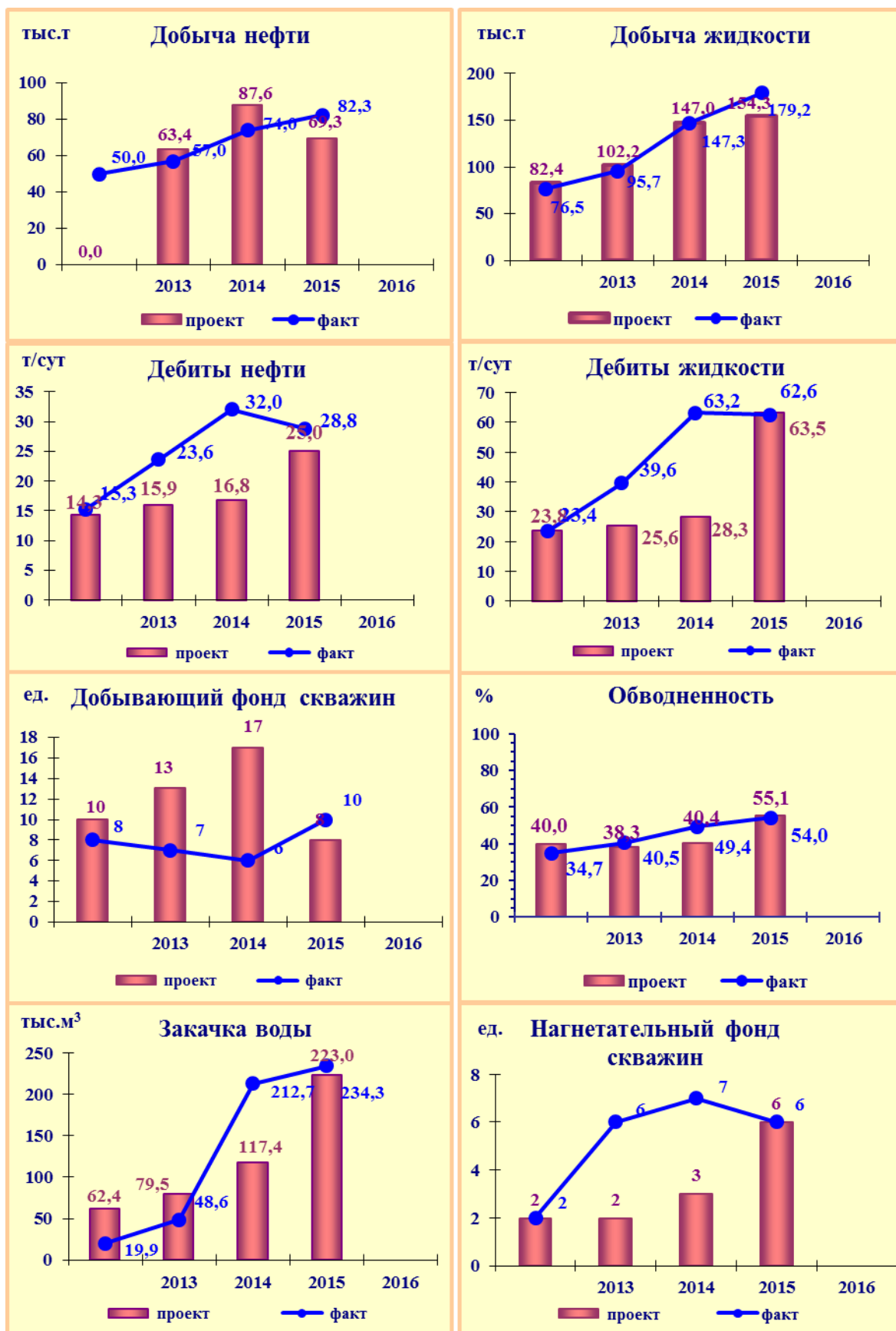


Рисунок 16– Сравнение фактических и проектных показателей разработки. Объект Т₁+Т₂

Объект Дз

Сравнение проектных и фактических показателей разработки объекта за последние пять лет приведено в таблице 22 приложения К и на рисунке 17.

В 2012 г. добыча нефти (14,2 тыс. т) ниже проектной (44,4 тыс. т) на 67,9 % за счет меньшего количества действующих скважин. Действующий добывающий фонд (одна скважина) меньше проектного (три скважины) на 67 %, действующий нагнетательный фонд отсутствует, проектная одна скважина (отклонение 100%). Средний дебит нефти действующих скважин (43 т/сут) ниже проектного (44,9 т/сут) на 4,2 %. Добыча жидкости (16,5 тыс. т) ниже проектной (62,8 тыс. т) на 73,3 % за счет меньшего фонда скважин, фактическая обводненность продукции 13,8 % против 29,2 %.

В 2013 г. добыча нефти (12,6 тыс. т) на уровне проектной (12,5 тыс. т). Фактический фонд добывающих (одна скважина) соответствует проектному. Средний дебит нефти действующих скважин (38,4 т/сут) выше проектного (34,3 т/сут) на 11,9 %. Добыча жидкости (15,5 тыс. т) ниже проектной (16,3 тыс. т) на 4,5 % за счет низкой обводненности продукции (19 % против 23 %).

В 2014 г. добыча нефти (11,5 тыс. т) ниже проектной (28,5 тыс. т) на 59,8 % за счет более низкой продуктивности скважин и количества действующих скважин. Действующий добывающий фонд (одна скважина) меньше проектного (три скважины) на 67 %, действующий нагнетательный фонд отсутствует, проектная одна скважина (отклонение 100%). Средний дебит нефти действующих скважин (34,9 т/сут) ниже проектного (43,3 т/сут) на 19,4 %. Добыча жидкости (14,8 тыс. т) ниже проектной (39 тыс. т) на 61,9 % за счет меньшего фонда скважин, фактическая обводненность продукции 22,6 % против 26,8 %.

В 2015 г. добыча нефти (10,6 тыс. т) ниже проектной (38,4 тыс. т) на 72,5 % за счет более низкой продуктивности скважин и количества действующих скважин. Действующий добывающий фонд (одна скважина)

меньше проектного (три скважины) на 67 %, действующий нагнетательный фонд отсутствует, проектная одна скважина (отклонение 100%). Средний дебит нефти действующих скважин (30,8 т/сут) ниже проектного (36,9 т/сут) на 16,7 %. Добыча жидкости (15,1 тыс. т) ниже проектной (61,3 тыс. т) на 75,4 % за счет меньшего фонда скважин, фактическая обводненность продукции 30 % против 37,3 %.

В 2016 г. добыча нефти (10,0 тыс. т) ниже проектной (13,3 тыс. т) на 24,8 % за счет более низкой продуктивности скважин, большей обводненности и количества действующих скважин. Действующий добывающий фонд (одна скважина) меньше проектного (две скважины), действующий нагнетательный фонд отсутствует. Средний дебит нефти действующих скважин (27,9 т/сут) ниже проектного (35,2/сут) на 20,7 %. Добыча жидкости (13,7 тыс. т) ниже проектной (15,9 тыс. т) на 13,8 %, фактическая обводненность продукции 27,1 % против 16,6 %.

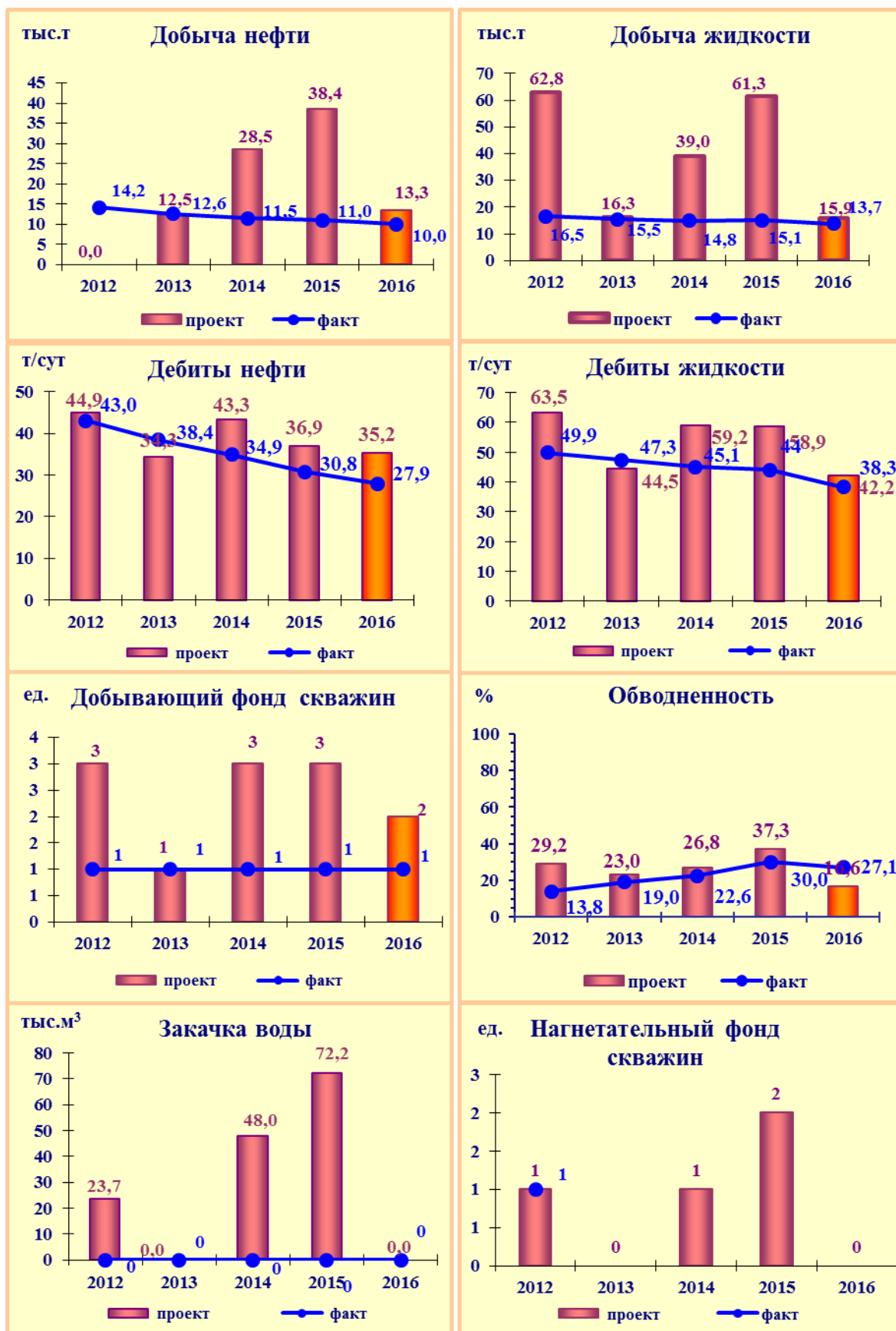


Рисунок 17– Сравнение фактических и проектных показателей разработки.

Объект Дз

9. Расчет количества галерей и дебитов скважин для круговой залежи при водонапорном режиме

Рациональная система разработки соответствует следующему критерию – обеспечение минимальных издержек на единицу добываемой углеводородной продукции при возможно более полном использовании промышленных запасов углеводородов в залежи.

Решение задачи установления рациональной системы разработки следует разбить на следующие последовательно прорабатываемые вопросы:

- а) определение исходных физико-геологических данных;
- б) установление геолого-технических показателей при той или иной системе разработки пласта;
- в) оценка экономической эффективности различных вариантов разработки;
- г) на основе сопоставления геолого-технических и экономических показателей проведение выбора рационального варианта разработки.

Определять геолого-технические показатели разработки (дебиты нефти и газа, изменение их во времени, срок эксплуатации скважин и т. д.) можно различными методами. До последнего времени пользовались исключительно так называемыми геологическими методами.

Определение геолого-технических показателей разработки геологическими методами основано на статистическом изучении поведения пласта и скважин при их эксплуатации по данным ранее пробуренных и уже эксплуатирующихся скважин.

Геолого-технические показатели, установленные статистическими методами, представляют собой непосредственные зависимости изменения дебитов и давлений от степени уплотнения скважин, от разновременного ввода скважин в эксплуатацию, от числа скважин и т. д. Полученные зависимости в виде графиков или уравнений, хотя и отображают физические явления, происходящие в пласте при изучаемых условиях эксплуатации, все же имеют чисто эмпирический характер и потому не могут быть экстраполированы. Для того чтобы располагать надежной зависимостью изменения величин дебитов или давлений, нужно

проведение наблюдений по значительному количеству пробуренных скважин и притом в течение сравнительно длительного времени их эксплуатации. Таким образом, зависимости, полученные статистическими методами, не могут быть использованы для своевременного проектирования разработки пласта.

В пластах с напорными режимами изменение дебитов скважин и давлений, кроме всего прочего, зависит от положения скважин относительно друг друга и относительно водонефтяного и газонефтяного контактов. Поэтому полученные статистические зависимости могут быть распространены лишь для той схемы расположения скважин, которая фактически уже осуществлена. Наконец, изменение дебитов и давлений при этих режимах находится в тесной связи с перемещением контактов; существующие статистические методы не учитывают изменений, связанных с перемещением контактов.

9.1 Исходные данные для расчета

При проектировании рациональных методов разработки и разведки нефтяных и газовых месторождений возникает ряд вопросов, которые могут быть решены с нужной степенью точности только методами подземной гидромеханики и теории фильтрации. К таким вопросам можно отнести:

- продвижение границы раздела двух жидкостей в пористой среде;
- определение оптимальных схем расположения рядов скважин;
- определение приведённых контуров питания;
- расчет дебитов на нефтяных месторождениях.

В таблице 23 представлены исходные данные для расчета этих важных параметров.

Таблица 23 – Исходные данные для расчета

№ п.п	Параметр	Значение
1	Радиус истинного контура питания $R_{об}$, м	5000
2	Радиус начальной нефтеностности (граница ВНК) $R_{н}$, м	3500
3	Радиус внутренней галереи $R_{г}$, м	300
4	Расстояние между скважинами в ряду, м	400
5	Вязкость нефти μ_n , Па*с	0,006
6	Вязкость воды μ_v , Па*с	0,001

Продолжение таблицы 23

7	Мощность пласта h , м	10
8	Проницаемость пласта k , $\text{м}^2/\text{с}$	$2 \cdot 10^{-13}$
9	Пористость пласта m , д.ед	0,2
10	Радиус скважины r_c , м	0,1
11	Давление на контуре питания P_k , Па	$30 \cdot 10^6$
12	Давление на забое скважины P_c , Па	$7,5 \cdot 10^6$

Требуется найти:

- оптимальное размещение n галерей на круговой залежи при водонапорном режиме;
- радиусы приведённых контуров питания;
- дебиты галереи скважин при постоянном предельном давлении на забое скважин.

4.2 Определение оптимального размещения галерей в круговой залежи

Для круговой залежи начального радиуса нефтеносности R_H , (рис. 18) за расстояния до скважин можно принять радиусы галерей $R_1, R_2, \dots, (R_l - \text{радиус наружной галереи})$ пронумерованные по течению вытесняющей фазы.

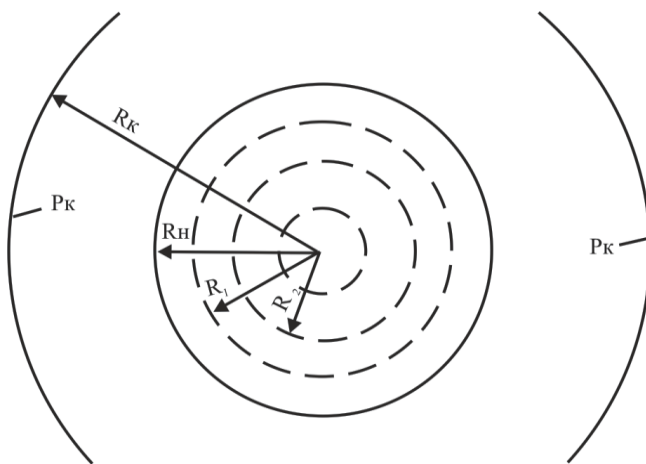


Рисунок 18 - Размещение кольцевых галерей при радиальном движении ВНК

Тогда можно записать

$$1 + \frac{R_i}{R_{H+1}} = \frac{R_{H+1} - R_i}{2R_i} \quad (1)$$

где R_i - радиус i ряда галерей.

Введя обозначение $\frac{R_i}{R_H} = \varphi_i$, (2)

где R_H – начальный радиус нефтеносности.

из (1) получим:

$$\frac{\varphi_{n+1}}{\varphi_n} = \frac{\varphi_n}{\varphi_{n-1}} e^{-\frac{1}{2} \left[\frac{1}{\left(\frac{\varphi_n}{\varphi_{n-1}} \right)^2 - 1} \right]} \quad (3)$$

При нахождении галереи на контуре ВНК принимаем $\varphi_0 = 1$.

Подставляя в формулу 3 полученные значения φ_i получим (табл. 24):

Таблица 24 – Значения коэффициента φ

φ_0	1
φ_1	0,74640
φ_2	0,50220
φ_3	0,27488
φ_4	0,08571

Далее выражая из формулы 2 значения R_i получим:

$$R_i = \varphi_i \cdot R_H \quad (4)$$

Подставляя полученные значения φ_i в формулу 4 получим значения радиусов галерей скважин (табл. 25).

Таблица 25 – Рассчитанные значения радиусов галерей

R_1	2612,4 м
R_2	1757,7 м
R_3	962,1 м

R_4	300,0 м
-------	---------

Полученное значение R_4 соответствует значению радиуса внутренней батареи R_n , что указывает на то, что возможно размещение 4 рядов галерей скважин в круговой залежи.

9.3 Определение приведённых контуров питания

Следующим шагом данного расчета будет нахождение приведенного контура питания, отнесенного ко всему периоду перемещения контура нефтеносности от его начального положения до внешней галереи (рис.19).

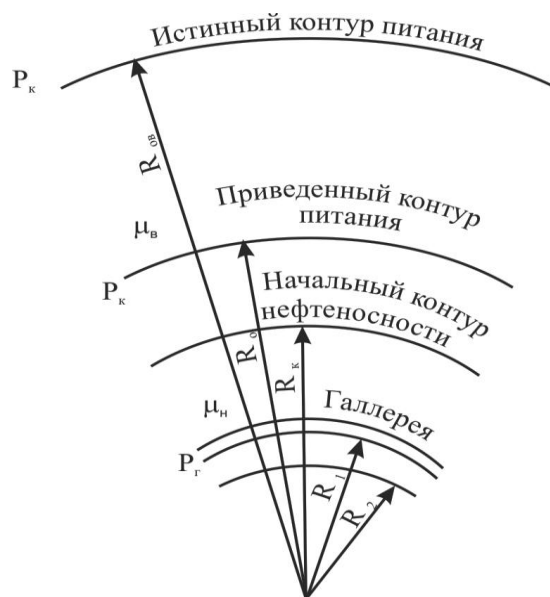


Рисунок 19 - Схема круговой залежи для расчета приведенного контура питания при водонапорном режиме

Приведенный контур питания для начальных условий:

$$R_{\text{пр}} = R_n \left(\frac{R_{\text{ов}}}{R_n} \right)^{\frac{\mu_n}{\mu_v}}, \quad (5)$$

где R_n - радиус начальной нефтеносности;

$R_{\text{ов}}$ - радиус истинного контура питания;

μ_H - вязкость нефти;

μ_B - вязкость воды.

Приведенный контур питания R_0 , отнесенный ко всему периоду перемещения контура нефтеносности от его начального положения до внешней галереи:

$$R_0 = \frac{R_{OB}^{\frac{\mu_H}{\mu_B}}}{e^{\frac{1-\frac{\mu_B}{\mu_H}}{2}}} \cdot \frac{R_H^{\frac{1-\frac{\mu_B}{\mu_H}}{\left(\frac{R_1}{R_H}\right)^2-1}}}{R_1^{\frac{1-\frac{\mu_B}{\mu_H}}{\left(\frac{R_1}{R_H}\right)^2-1}}} \quad (6)$$

Для каждой последующей галереи истинный контур питания R_{OB} остается неизменным, значение радиуса начальной нефтеносности R_H будет соответствовать радиусу кольцевой галереи, только что перешедшей на воду, а R_1 — радиусу эксплуатируемой галереи. При последнем этапе перемещения контура, когда он стягивается к центральной единственной скважине, R_1 будет равно радиусу скважины r_c .

Подставляя численные значения в формулу 6 получим значения приведенных контуров питания R_0 , отнесенных ко всему периоду перемещения контура нефтеносности (табл. 25).

Таблица 25 – Рассчитанные значения приведенных контуров питания R_0 .

$R_{он}$	3714,37 м
R_0	3331,5 м
R_{01}	2524,91 м
R_{02}	1712,01 м
R_{03}	927,946 м

Таким образом, у данной круговой залежи будет четыре приведенных контура (один на начальном этапе для всей залежи в целом и три для четырех галерей скважин).

9.4 Определение дебита рядов скважин

В заключительном этапе данного расчета будет определение дебитов рядов скважин при постоянном давлении на забое скважин.

Схема круговой залежи для расчета дебита рядов скважин при водонапорном режиме приведена на рисунке 20.

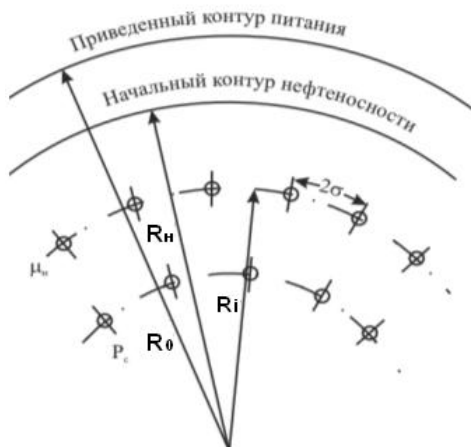


Рисунок 20 - Схема круговой залежи при водонапорном режиме

Сумму дебитов кольцевых рядов скважин, определяем по дебиту кольцевой галереи, расположенной на месте внешнего ряда скважин, умноженному на коэффициент φ .

Следовательно,

$$\varphi = \frac{\sum Q_p}{Q_{r1}} \quad (7)$$

Для простоты расчетов будем определять φ , исходя из работы не всех рядов скважин, а только внешнего ряда. Это допущение даст меньшую неточность в определении дебитов.

Получим

$$\varphi = \frac{1}{\frac{\sigma}{\pi R_i} \cdot \frac{\pi R_c}{\ln \frac{R_0}{R_i}} + 1}, \quad (8)$$

где σ — половина расстояния между скважинами;

r_c – радиус скважины;

R_0 – радиус начального контура нефтеносности;

R_i – радиус i - ряда галерей.

Подставив полученные значения радиусов галерей R_i из таблицы 25, в формулу 8 получим значения коэффициента ϕ (табл. 26).

Таблица 26 – Рассчитанные значения коэффициента ϕ

ϕ_1	0,65011
ϕ_2	0,56752
ϕ_3	0,53421
ϕ_4	0,42803

Суммарный дебит рядов скважин составит

$$Q = \frac{2\pi k h (P_k - P_c)}{\mu_n \ln \frac{R_0}{R_i}} \phi \quad (9)$$

где h – мощность пласта;

P_k - давление на контуре питания;

P_c - давление на забое скважин;

μ_n – вязкость нефти;

R_0 и R_i - радиусы контуров питания и ряда скважин.

Подставив численные значения в формулу 9 получим суммарные дебиты рядов скважин (табл. 27).

Таблица 27 – Суммарные дебиты рядов скважин

q_1	0,12593	$\text{м}^3/\text{с}$	10880,2	$\text{м}^3/\text{сутки}$
q_2	0,0738	$\text{м}^3/\text{с}$	6376,15	$\text{м}^3/\text{сутки}$
q_3	0,04366	$\text{м}^3/\text{с}$	3772,08	$\text{м}^3/\text{сутки}$
q_4	0,01785	$\text{м}^3/\text{с}$	1542,52	$\text{м}^3/\text{сутки}$

В результате проведенного расчета было выявлено, что в круговой залежи с радиусом начальной нефтеностности равном 3500м и жестководонапорным режимом эксплуатации, возможно разместить 4 галереи добывающих скважин. В процессе эксплуатации месторождения залежь будет иметь 5 приведенных контура питания. Суммарные дебиты галерей скважин будут варьироваться от 1542 до 10880 м³ в сутки.

10. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение в экономической оценке вариантов разработки

10.1 Методика и исходные данные для экономической оценки

Основная цель экономической оценки заключается в обосновании выбора наиболее рационального варианта разработки месторождения, обеспечивающего возможно полное извлечение из пластов запасов нефти в рамках действующей налоговой системы, Закона РФ «О недрах», содержания лицензионного соглашения между недропользователем и государственными органами при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды.

Экономическая оценка выполнена по каждому эксплуатационному объекту и месторождению в целом в динамике до конца разработки и дана оценка эффективности вариантов разработки за рентабельный срок.

Расчёт показателей экономической эффективности вариантов разработки месторождения X производится в постоянных ценах без учёта инфляции, с установлением доли нефти, реализуемой на внутреннем и внешнем рынках.

Для определения приоритетного варианта разработки месторождения и оценки его эффективности с позиции прибыльности для нефтяной компании и государства, на основе анализа конъюнктуры внешнего нефтяного рынка и фактических данных по реализации нефти и газа внутри страны, а также в соответствии с «Временными методическими рекомендациями по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (Распоряжение Минприроды России от 18.05.2015 N 12–р) установлены следующие базовые ценовые условия:

Базовая цена нефти на мировом рынке в данной работе принята на дату подготовки проектной технической документации на уровне 47,968 доллар США за баррель;

Цена нефти на внутреннем рынке принята на уровне 13 259,91 рублей за тонну (без НДС);

Нефть реализуется следующим образом: 50% на внешнем и 50% на внутреннем рынке;

Экономическая оценка производится при норме дисконта 15% (согласно консолидированной финансовой отчетности ПАО «Роснефть»), курс рубля принят в размере 60,9185 рублей за доллар США.

10.2 Показатели экономической эффективности

При проведении расчетов по оценке экономической эффективности технологического проекта разработки газонефтяного месторождения X использованы показатели для оценки проектных технологических решений в соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию разработки нефтяных и нефтяных месторождений» (утвержденных приказом МПР РФ №61 от 21.03.07), «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 N ВК 477) «Временными методическими рекомендациями по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья», а также с «Правилами разработки месторождений углеводородного сырья» (приказ МПР РФ).

Для экономической оценки использовались следующие основные показатели эффективности:

- чистый доход (поток наличности) (ЧД, PV);
- чистый дисконтированный доход (дисконтированный поток денежной наличности) (ЧДД, NPV);
- чистая дисконтированная прибыль;
- внутренняя норма рентабельности (IRR);
- индекс доходности затрат;
- индекс доходности инвестиций (PI);

В систему оценочных показателей включены:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа;
- прибыль от реализации;
- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ);
- прочие показатели, предусмотренные Регламентом составления проектных технологических документов и методическими рекомендациями, по оценке эффективности инвестиционных проектов.

В соответствии с этими документами принимается:

- Чистый дисконтированный доход (дисконтированный поток денежной наличности) (ЧДД, NPV) – сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году, и выражается следующей формулой:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1 + E_n)^{t-1}} = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t-1}} \quad (10)$$

где D_t – величина текущего денежного потока t -го года;

Величина потока денежной наличности (D_t) представляет собой сумму прибыли от реализации в t –м году (Π_t) и амортизационных отчислений (A_t), уменьшенная на величину капитальных вложений, направляемых на освоение нефтяного месторождения (K_t).

E_n – норматив дисконтирования, доли ед.;

- Рентабельный срок разработки – часть проектного срока разработки, в течение которого достигается максимальное положительное значение накопленного дисконтированного денежного потока пользователя недр;
- Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR) представляет собой то значение нормы дисконта, при котором сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций, т.е. капиталовложения окупаются. Или другими словами, это то значение норматива дисконтирования, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный срок равна нулю:

$$\sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1 + IRR)^{t-1}} = 0 \quad (11)$$

Если IRR проекта выше нормы дисконтирования (E_n), то проект считается эффективным. Чем выше внутренняя норма рентабельности, тем выше эффективность вложения капитала. IRR не может быть вычислена в следующих ситуациях: все значения годового потока наличности отрицательны, все значения годового потока наличности положительны;

- Индекс доходности дисконтированных затрат характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных поступлений (выручка от реализации), т.е. суммарных дисконтированных денежных притоков к суммарному дисконтированному объему денежных оттоков.

- Индекс доходности (PI) дисконтированных инвестиций – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы денежного потока от инвестиционной деятельности.
- Чистая дисконтированная прибыль исчисляется как выручка от реализации, уменьшенная на величину эксплуатационных затрат с амортизационными отчислениями и общей суммы налогов, направленных в бюджетные и внебюджетные фонды, приведенная с помощью коэффициента дисконтирования к первому расчетному году.

$$P_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - \mathcal{E}_t - H_t}{(1 + E_n)^{t-1}}, \quad (12)$$

где P_t - дисконтированная прибыль от реализации;

B_t – выручка от реализации продукции в t -м году;

\mathcal{E}_t - эксплуатационные затраты с амортизацией в t -м году;

H_t – сумма налогов.

- Доход государства – налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные фонды страны.

10.3 Макроэкономические показатели и расчёт чистых цен углеводородного сырья

Средний уровень цен на нефть на экспортных рынках за июль 2016г. – июнь 2017г. составил 47,968 долл. США/баррель, среднее значение обменного курса российского рубля за данный период – 60,9185 руб./долл (табл. 28).

Таблица 28 - Макроэкономические показатели

Цена нефти Юралс (Брент)	Цена на ПНГ на внутреннем рынке (без НДС)	Обменный курс
долл./барр.	руб./1000 м ³	руб./долл.
47,968	2 463,4	60,9185

Таблица 29 - Расчёт экспортного нетбека– нефть.

Цена нефти	Транспортные затраты	Таможенная пошлина на	Коэффициент перевода из	Обменный курс	Экспортный нетбек на
------------	----------------------	-----------------------	-------------------------	---------------	----------------------

Юралс (Брент)			нефть сырую	тонн в баррель		нефть сырую
долл./барр.	долл./т	руб./т	долл./т	барр./т	руб./долл.	руб./т
47,968	53	3228,6805	79,5	7,3	60,9185	13 259,91

Нетбек – рыночная цена нефти у конечного потребителя за минусом стоимости ее поставки от места производства (табл. 29).

Чистая цена нефти на внутреннем рынке Российской Федерации равна чистой цене нефти при реализации на экспорт.

10.4 Система налогов и платежей

Оценка эффективности разработки проведена в соответствии с налоговой системой, установленной в законодательном порядке.

Отчисления в бюджет (доход государства) складываются из следующих показателей:

НДС – 18,0% от цены на нефть.

налог на имущество – 2,2% от среднегодовой стоимости основных фондов.

экспортная пошлина на нефть, рассчитанная в соответствии с Законом РФ «О таможенных тарифах» с учетом изменений в Законе № 239-ФЗ от 03.12.2012г., Постановлении Правительства РФ №276 от 29.03.2013г., №2 от 03.01.2014 гю, №1274 от 29.11.2014 г., №251 от 30.03.2016 г., а также в Законе № 263-ФЗ от 30.09.2013г. и статье 3.1 Закона РФ «О таможенном тарифе».

налог на прибыль – 20,0% от налогооблагаемой прибыли.

Налоги и платежи, учитываемые в составе эксплуатационных затрат:

- отчисления в фонд обязательного медицинского страхования – 5,1%;
- отчисления в фонд социального страхования – 2,9%;
- тариф на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний – 0,5%;
- отчисления в Пенсионный фонд – 22,0%;
- налог на добычу полезных ископаемых (нефти).

Налог на добычу полезных ископаемых (нефти) рассчитан с учетом базовой ставки 919 рублей за тонну нефти, среднемесячной цены нефти

47,968 долл. США за баррель и курсе доллара 60,9185 рублей в размере 7071,61 рублей за тонну нефти. В расчетах учитывалась ставка НДС, рассчитанная в соответствии со статьей 342 НК РФ.

10.5 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат

Капитальные вложения и эксплуатационные затраты на добычу нефти по объекту разработки определены на основе объемных технологических показателей и принятых нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Капитальные вложения на разработку месторождения X определены по следующим основным направлениям:

- Строительство (бурение) скважин;
- Обустройство добывающих скважин;
- Реконструкция скважин (ЗБС);
- Затраты на сбор и транспорт нефти и газа и электроснабжение;
- ОНСС (оборудование, не входящее в сметы строек).

Информация скрыта, так как относится к категории коммерческой тайны.

Капитальные вложения в нефтепромысловое обустройство месторождения, согласно дополнению к технологическому проекту разработки, определены исходя из физических объемов строительства объектов обустройства: сбора и транспорта нефти и газа, объектов электроснабжения (табл. 30). Структура капитальных вложений по рекомендуемому варианту приведена на рисунке 21.

Таблица 30 – Объёмы капитальных вложений по месторождению X. Планируемые капитальные вложения, млн. руб.

Направление капитальных вложений (без НДС)	2 вариант	1 вариант
Бурение новых скважин	2 986,1	2 819,7
Реконструкция скважин (ЗБС)	3 579,6	3 579,6
Оборудование не входящее в смету строек (ОНСС)	7 053,0	7 045,6
Новое строительство, техническое перевооружение	198,0	195,3
И Т О Г О	13 816,6	13 640,2

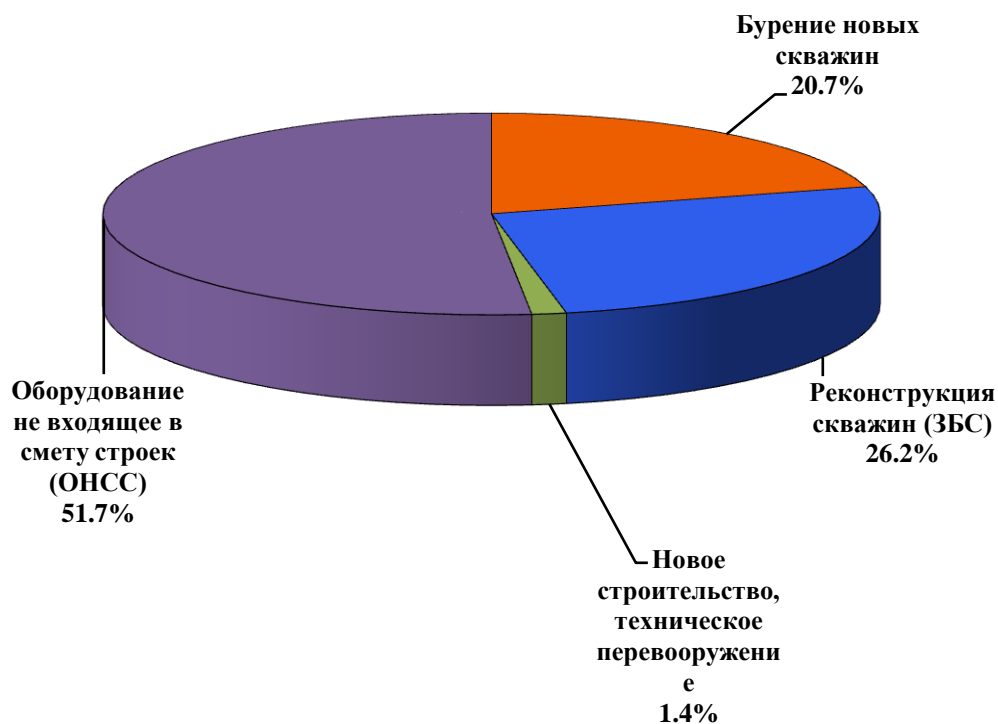


Рисунок 21 – Структура капитальных вложений месторождения X по рекомендуемому варианту

Информация скрыта, так как относится к категории коммерческой тайны.

В структуре эксплуатационных затрат учтены также налоги и платежи: налог на добычу полезных ископаемых (нефть), отчисления в фонд социального страхования, в фонд обязательного медицинского страхования, в пенсионный фонд (в соответствии с изменениями тарифных ставок с 01.01.12 по федеральному закону №379-ФЗ от 03.12.11, в редакции от 13.07.2015г.), прочие налоги и платежи.

Оценка эффективности разработки месторождения X проведена с учетом затрат на ликвидацию скважин и прочих объектов нефтепромыслового обустройства, а также расходов на рекультивацию земель.

Согласно проектной документации, затраты на ликвидацию скважины приняты в размере 798,05 тыс. руб. в расчете на одну скважину.

Действующий налоговый режим не предусматривает формирования специального ликвидационного фонда за счет регулярных отчислений, которые могли бы списываться недропользователем с налоговой базы при исчислении налога на прибыль.

Списанию подлежат только фактически осуществленные затраты на ликвидацию (консервацию) скважин и оборудования, а также затраты на рекультивацию территории (Налоговый Кодекс РФ, статья 265).

Техническо-экономические показатели вариантов разработки

В разделе представлено технико-экономическое обоснование вариантов разработки газонефтяного месторождения X.

По месторождению выполнена экономическая оценка двух вариантов разработки (1, 2).

Информация скрыта, так как относится к категории коммерческой тайны.

10.6 Техничко-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта

Целью экономической оценки варианта разработки является определение варианта обеспечивающего экономическую эффективность разработки месторождения и обоснование коэффициента извлечения нефти за проектный и рентабельный сроки разработки, определение рентабельно извлекаемых запасов УВС.

Основные технико-экономические показатели вариантов разработки X месторождения представлены в таблице 31 за проектный и рентабельный сроки разработки и рисунками 22 – 23 (за проектный срок разработки).

По расчетным данным разработка месторождения X эффективна по двум (1, 2) из рассмотренных вариантов разработки при вышеуказанных условиях реализации нефти.

Таблица 31 – Основные экономические показатели разработки X месторождения

Показатели	за рентабельный срок		за проектный срок	
	1 вариант	2 вариант	1 вариант	2 вариант
Добыча нефти, тыс. т.	12102,5	11994,8	13436	13435
КИН	0,442	0,440	0,466	0,466
Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	14588,1	14493,1	14585,1	14489,7
Чистая дисконтированная прибыль, млн. руб.	11625,5	11552,3	11622,3	11548,6
Доход государства дисконтированный (налоги и платежи), млн. руб.	30137,6	30119,2	30150,0	30134,6
Капитальные вложения, млн. руб.	11812,6	11894,0	13663,4	13839,8
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	17136,0	17211,22	19181,9	19358,3

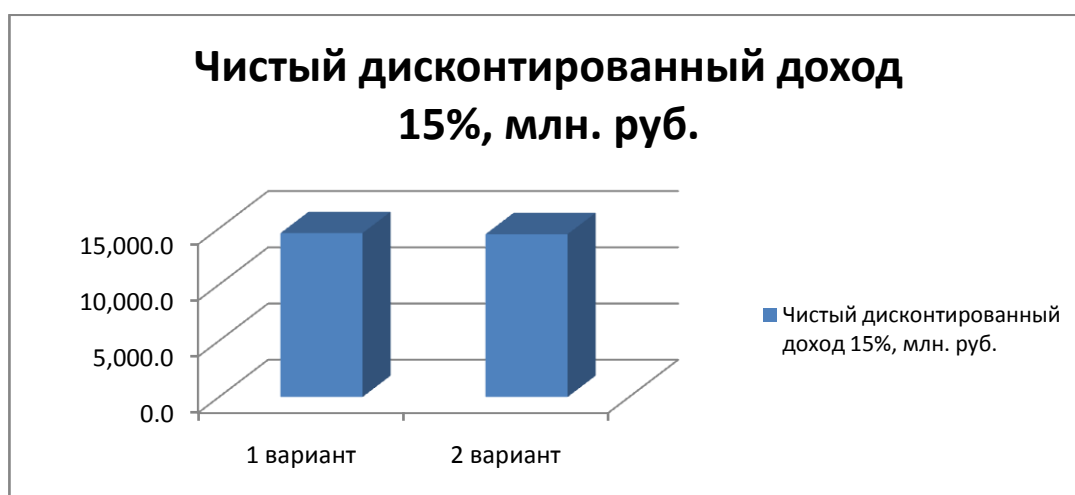


Рисунок 22 – Чистый дисконтированный доход месторождения X, млн. руб. (за проектный срок)

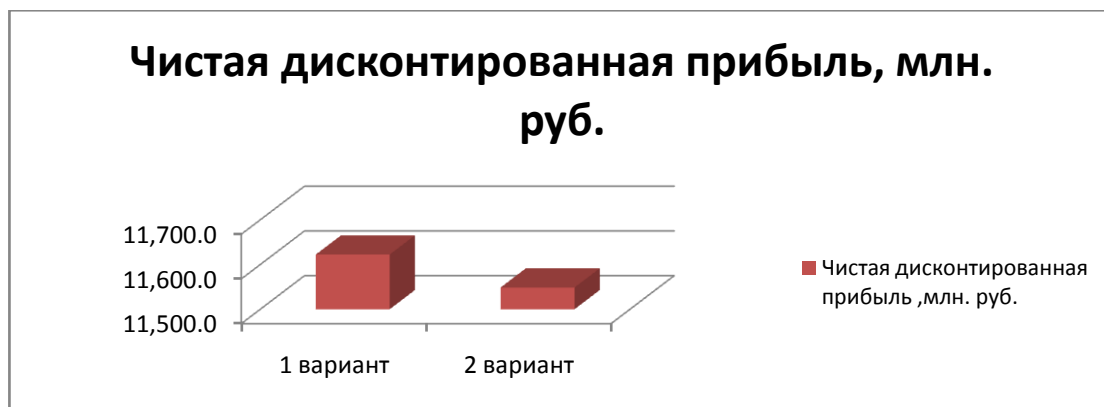


Рисунок 23 – Чистая дисконтированная прибыль месторождения Х, млн. руб. (за проектный срок)

По Х месторождению, выполнена экономическая оценка двух вариантов разработки (1, 2).

Величина чистого дисконтированного дохода первого варианта разработки составит 14 585,1 млн. руб., что на 95,4 млн. руб. больше чистого дисконтированного дохода второго варианта. Дисконтированный доход государства по первому варианту составит 3882,7 млн. руб. Проектный срок составляет 93 года, КИН за этот период достигнет 0,466. Добыча нефти по варианту за проектный срок составит 13436 тыс. т.

Рентабельный период разработки месторождения составит 40 лет, показатель чистого дисконтированного дохода за этот период составит 14588,1 млн. руб., КИН за это период достигнет 0,422. Дисконтированный доход государства составит 30137,6 млн. руб. Добыча нефти по варианту за проектный срок составит 12102,5 тыс. т. К реализации рекомендуется первый вариант, т.к. $T_{\text{опт}}$ имеет наибольшее значение.

10.7 Определение рекомендуемого варианта разработки эксплуатационных объектов и месторождения в целом

Общим принципом определения рекомендуемого варианта разработки эксплуатационного объекта (ЭО) является расчёт интегрального показателя $T_{\text{опт}}$ для каждого варианта разработки (ЭО):

$$T_{\text{опт}(i)} = N_{\text{кин}(i)} + N_{\text{NPV}(i)} + N_{\text{ДДГ}(i)}, \quad (13)$$

где $T_{\text{опт}(i)}$ – интегральный показатель оптимальности варианта разработки эксплуатационного объекта (ЭО);

$N_{\text{кин}(i)}$ – нормативный коэффициент извлечения нефти ЭО для категории запасов $A+B_1+B_2$

$$N_{\text{кин}(i)} = K_{\text{кин}(i)} / \max (K_{\text{кин}(n)}), \quad (14)$$

где $K_{\text{кин}(i)}$ – коэффициент извлечения нефти за рентабельный срок разработки (i) варианта.

$K_{\text{кин}(n)}$ - коэффициент извлечения нефти за рентабельный период варианта разработки ЭО.

$N_{\text{NPV}(i)}$ - нормированный ЧДД пользователя недр (i) варианта разработки для категории запасов $A+B_1+B_2$

$$N_{\text{NPV}(i)} = \text{NPV}_{(i)} / \max(\text{NPV}_{(n)}), \quad (15)$$

где $\text{NPV}_{(i)}$ – ЧДД пользователя недр (i) варианта за рентабельный период.

$\text{NPV}_{(n)}$ – ЧДД пользователя за рентабельный период варианта разработки.

$N_{\text{ДДГ}(i)}$ – нормированный накопленный дисконтированный доход Государства (i) варианта.

$$N_{\text{ДДГ}(i)} = \text{ДДГ}_{(i)} / \max(\text{ДДГ}_{(n)}), \quad (16)$$

где $\text{ДДГ}_{(i)}$ – накопленный дисконтированный доход Государства (i) варианта.

$\text{ДДГ}_{(n)}$ – нормированный накопленный дисконтированный доход Государства варианта разработки [4].

Рекомендуемый вариант разработки определяется как вариант разработки с максимальным значением $T_{\text{опт}}$. Расчет интегрального показателя $T_{\text{опт}}$ по вариантам разработки эксплуатационных объектов представлен в таблице 32.

Вариант разработки ЭО, нерентабельность которого (отрицательное значение ЧДД) обоснована в ПТД, исключается из выбора рекомендуемого варианта при расчёте $T_{\text{опт}}$.

Рентабельно извлекаемые запасы по месторождению в целом определяются как сумма рентабельных извлекаемых запасов для рекомендуемых вариантов разработки отдельных ЭО.

Таблица 32 – Расчёт интегрального показателя $T_{\text{опт}}$ для вариантов разработки месторождения X.

Параметр		месторождение в целом, категория запасов A+B ₁	
		Варианты	
		1 вар	2 вар
Коэффициент извлечения нефти за рентабельный период	доли ед.	0,44225	0,44029
Чистый дисконтированный доход за рентабельный период (норма дисконта 15%)	млн. руб.	14588,1	14493,1
Дисконтированный доход государства за рентабельный период (норма дисконта 15%)	млн. руб.	30137,64	30119,2
$N_{\text{кин}}$	доли ед.	1	0,996
N_{NPV}	доли ед.	1	0,993
$N_{\text{ДДГ}}$	доли ед.	1	0,999
Интегральный показатель ($T_{\text{опт}}$)	доли ед.	3	2,99

Динамика чистого дисконтированного дохода месторождения по вариантам разработки представлена на рисунке 24.

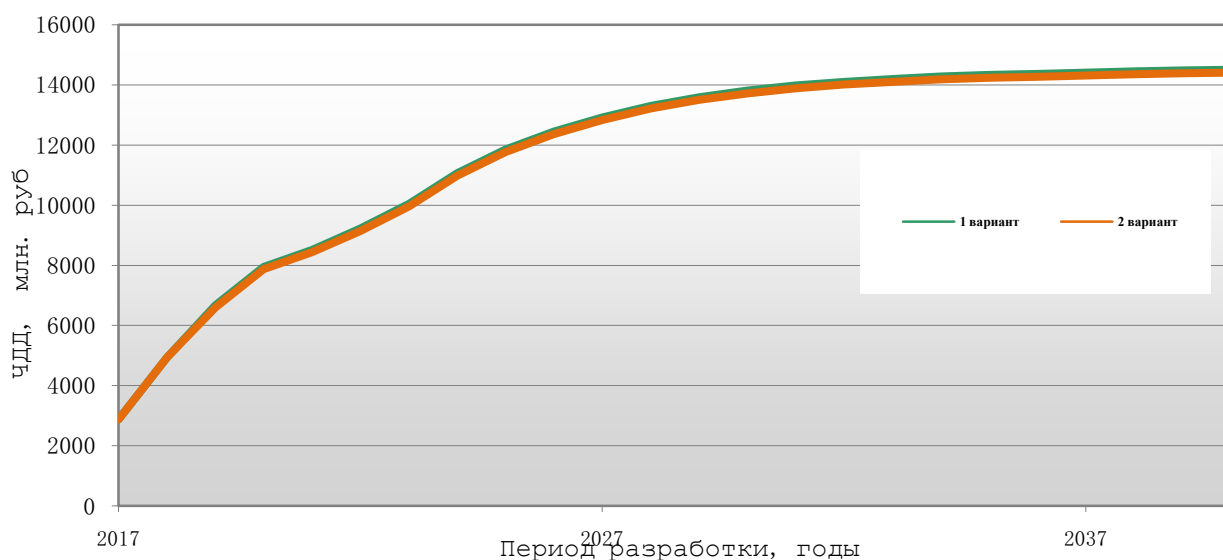


Рисунок 24 – Динамика чистого дисконтированного дохода месторождения X

10.8 Анализ «чувствительности» проекта

Выполненная экономическая оценка предлагаемых вариантов разработки месторождения является предположительной, так как в течении проектного срока разработки возможно изменение таких основных исходных факторов, как цена реализации добываемого углеводородного сырья, как на внутреннем так и на внешнем рынках, необходимый объём капитальных вложений, уровень текущих затрат, стоимость денежных срств во времени, изменение части налоговых выплат, как при достижении определённых параметров, позволяющих перейти на схему льготного налогообложения, так и при внесении законодательных изменений.

Для изучения возможных последствий воздействия этих факторов применяется анализ чувствительности инвестиционного проекта.

Анализ чувствительности – это направленный процесс варьирования ключевых предположений при прогнозировании денежных потоков с целью определения влияния, которое они могут оказывать на проектируемую доходность от данного инвестиционного проекта.

Для рекомендуемого варианта разработки месторождения проведён анализ чувствительности ЧДД пользователя недр, дохода государства,

рентабельно извлекаемых запасов к изменению экономических условий реализации проекта: изменение цен реализации углеводородного сырья, капитальных затрат и текущих операционных расходов. Снижение и увеличение цены реализации, текущих затрат и капитальных вложений предусмотрено в диапазоне от 20% до 40%.

Сводные результаты расчетов представлены в таблице 33 и на рисунке 25.

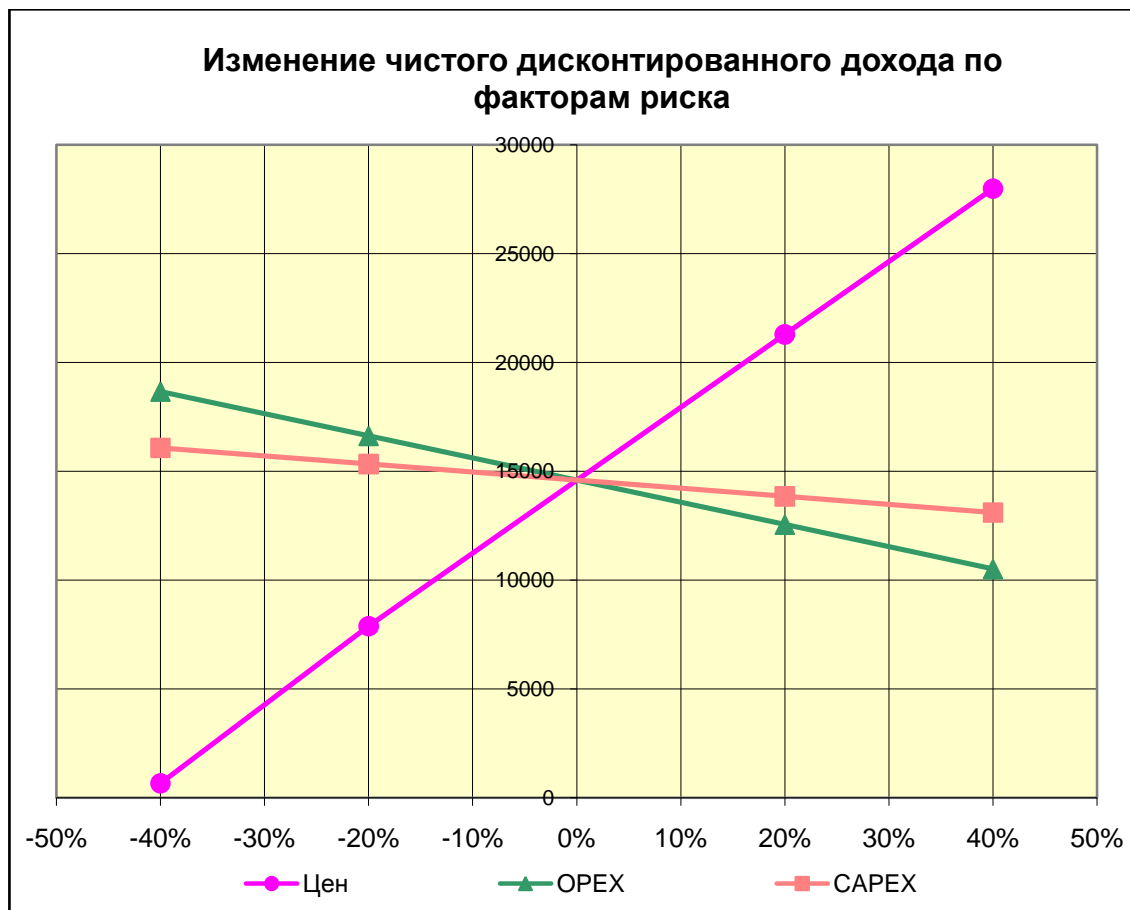


Рисунок 25 – Изменение чистого дисконтированного дохода рекомендуемого варианта разработки месторождения X по факторам риска

Таблица 33 - Анализ чувствительности X месторождения (вариант 1)

Колебания показателей (+, -) %	Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	Дисконтированный доход государства, млн. руб.	Рентабельно извлекаемые запасы нефти, тыс. т
ставка дисконта 15%	14585,113	30149,962	12102,5
Влияние изменения цены нефти			
-40%	651,414	17572,975	2181,5
-20%	7878,861	23600,871	9545,6
+20%	21285,857	36704,561	13401,2
+40%	27986,036	43259,724	13408,6
Влияние изменения капитальных затрат			
-40%	16066,082	29983,693	13435,5
-20%	15325,634	30066,791	12196,4
+20%	13844,435	30233,29	11622,1
+40%	13103,683	30316,692	11333,4
Влияние изменения текущих затрат			
-40%	18659,377	31167,68	13408,6
-20%	16622,44	30658,626	12355,9
+20%	12546,543	29642,541	11178,1
+40%	10504,166	29138,927	9545,6

Анализ показал, что при изменении факторов, влияющих на уровень основных экономических показателей разработки, рекомендуемый вариант устойчив (NPV положительный) к рассматриваемым факторам риска.

В целом выполненная работа показала, что разработка о месторождения X по рекомендуемому варианту при экономических условиях, принятых в расчете экономически эффективна.

11. Социальная ответственность

Нефтегазовые промыслы обладают большой степенью опасности и риском возникновения экстремальных ситуаций, которые угрожают здоровью сотрудникам промысла. В связи с этим на данных производствах необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

11. 1 Производственная безопасность

При работе оператора добычи нефти может возникать множество опасных и вредных факторов, которые могут нанести вред его здоровью. Более подробно вредные и опасные факторы приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Опасные и вредные факторы при работе оператора добычи нефти и газа

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1.Обслуживание технологических установок; 2.Обслуживание фонда скважин; 3.Контроль за трубопроводами и различными коллекторами; 4.Работа с электроустановками и трансформаторами.	1. Превышение уровней шума и вибрации; 2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 3.Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	1. Аппараты под давлением; 2. Электрический ток;	1.СанПиН 2.2.4-548-96 2.ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ и ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. 3.ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. 4.ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ 5.ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ

11.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Превышение уровней шума и вибрации

В непосредственной близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах (дБ), не превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям [5]. Норма для помещения управления составляет 75 дБА [6].

Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице 35.

Таблица 35– Предельно допустимые уровни звукового давления [5].

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни
Выполнение всех видов на постоянных рабочих местах и на территории предприятий	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	(в дБА)
	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума: наушники, противושумные вкладыши (бируши), перерывы на отдых от работ в помещении с повышенным уровнем шума [7].

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [8]

Генераторы, обеспечивающие бесперебойную работу, и сами компрессорные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0÷28 мм [9].

В связи с длительной работой данного оборудования, происходит его износ, поэтому в будущем может произойти превышение уровня вибрации.

Мероприятия для устранения уровня вибрации, следующие: установка прокладок между напольным покрытием и работающим оборудованием. Так же можно увеличить количество крепежей. При соприкосновении с вибрирующими предметами такие материалы — резина, войлок, асбест, пробка — противодействуют колебаниям и ослабляют вибрацию [10].

В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы [9].

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

При проведении работ на открытых площадках рассматриваемого месторождения указываются:

- период времени года выполняемых работ,
- метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры,
- скорость движения, относительная влажность, давление).

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке [11]:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям.

- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща.
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура не ниже плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции
- в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации вещества: диоксид азота – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, углерода оксид – 20 мг/м³ [12].

Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

11.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток

Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором.

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам, рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током.

При работе вблизи воспламеняющихся материалов, взрывоопасных паров или пыли разрешается использовать только специальные электроинструменты (во взрывобезопасном исполнении или не создающие искр). Запрещается работать с электрооборудованием в дождь.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением.

Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться [13].

Аппараты под давлением

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выход из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давлением, например, компрессорная установка, регулируются нормативным документом.

Для коллективной защиты аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные и предохранительные клапаны).

Оператор должен использовать следующие средства индивидуальной защиты: костюм (халат) хлопчатобумажный, рукавицы комбинированные, сапоги резиновые.

Объем контроля определяется в зависимости от группы сосуда (аппарата), который работает под давлением и определяется в зависимости от температуры стенки, расчетного давления и характера рабочей среды (табл. 36).

Таблица 36 – Определение группы сосуда [14]

Группа сосуда	Расчетное давление, МПа(кгс/см ²)	Температура стенки, °С	Характер рабочей среды
1	Свыше 0,07 (0,7)	Независимо	Взрывоопасная, или пожароопасная, или 1, 2 классов опасности по ГОСТ 12.1.007
2	До 2,5 (25)	Ниже минус 70, выше 400	Любая, за исключением указанной для 1-й группы сосудов
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	Ниже минус 70, выше 200	
	Свыше 4 (40) до 5 (50)	Ниже минус 40, выше 200	
	Свыше 5 (50)	Независимо	
3	До 1,6 (16)	От минус 70 до минус 20	
		От 200 до 400	
	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	От минус 70 до 400	
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	От минус 70 до 200	
	Свыше 4 (40) до 5 (50)	От минус 40 до 200	
4	До 1,6 (16)	От минус 20 до 200	

11.2 Экологическая безопасность

На стадии эксплуатации месторождений техногенному воздействию подвергаются почва, грунтовые и поверхностные воды, атмосферный воздух. Факторы воздействия – выбросы загрязняющих веществ, забор свежей воды из поверхностных и подземных источников, размещение отходов, шум.

Оценка воздействия на геологическую среду

На этапе эксплуатации месторождения происходит нарушение целостности грунтов вследствие строительства новых и реконструкции существующих кустовых площадок, дорог, трубопроводов и других объектов инфраструктуры. При этом формируются новые формы рельефа, как положительные (валы, насыпи, отвалы разнообразных грунтов), так и отрицательные (земляные амбары, карьеры, траншеи). Перестройка рельефа, сопровождающаяся дезинтеграцией грунтовых масс и изменениями условий водостока, активизирует, а иногда и изменяет рельефообразующие процессы, что сопровождается возникновением вторичных форм рельефа – промоин, просадок, оползней, оврагов [15].

Оценка воздействия на атмосферный воздух

Источниками выбросов вредных веществ в атмосферу при рабочем режиме эксплуатации объектов добычи нефти являются неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры и уплотнений подвижных соединений насосов.

В период строительно-монтажных работ источниками выброса загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- котельная, работающая в период бурения, крепления и освоения новых скважин;
- дизельная электростанция, работающая в период проведения строительно-монтажных работ и освоения скважин;
- выхлопные трубы автомобильной и строительной техники;

- электроды сварочных агрегатов [16].

Мероприятия по охране атмосферного воздуха

На стадии эксплуатации нефтепромыслового оборудования предусмотрены специальные мероприятия, направленные на минимизацию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников. К ним относятся следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- установка специально-подогнанных прокладок для фланцевых соединений;
- проведение периодических испытаний трубопроводов на прочность и плотность;
- применение средств автоматизированного контроля рабочих параметров оборудования и трубопроводов, работающих под давлением;
- использование сертифицированного оборудования;
- своевременное проведение ППР оборудования;
- соблюдение нормативов выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников выбросов при их эксплуатации;
- использование (утилизация) попутного нефтяного газа для собственных нужд и выработки электроэнергии [17].

Оценка воздействия на гидросферу

Воздействие нефтепромысловых объектов на поверхностные и подземные воды, прежде всего, связано с:

- созданием условий, изменяющих характеристики фильтрационного внутриболотного и поверхностного стока (прокладка автодорог, трубопроводов, отсыпка площадок);
- нарушением целостности берегов, долин пересекаемых водотоков, что приводит к их частичному разрушению и развитию эрозионных процессов;
- возможным захламлением русел и затопляемых долин водотоков строительными отходами, вызывающими изменение гидрологических характеристик водотоков, ухудшение качества воды и условий проживания гидробионтов;
- возможным загрязнением водотоков нефтепродуктами (аварийная ситуация на нефтепромысловых объектах), хозяйственно-бытовыми и производственными сточными водами (при несоблюдении правил сбора жидкостей и нарушении герметичности оборудования);
- возможной миграцией токсичных веществ в почвы и грунтовые воды, при нарушении правил безопасного обращения с отходами производства и потребления.

В зависимости от стадии освоения месторождения преобладает тот или иной вид воздействия. Механическое воздействие на водные объекты преобладает в основном на стадии строительства, химическое – на стадии эксплуатации месторождения и может возникнуть за счет поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества могут попасть в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды, и за счет почвенно-грунтовых вод [18].

Мероприятия по защите окружающей среды

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения предусмотрены следующие мероприятия:

1. строительство водопропускных труб;
2. установка запорной арматуры на обоих берегах рек и ручьев (на подводных переходах трубопроводов через водные преграды) на отметках не ниже отметок горизонтов высоких вод (ГВВ) 10 % обеспеченности и выше отметок ледохода;
3. увеличение надежности трубопроводов на участках перехода через водные объекты (антикоррозионное покрытие и диагностика);
4. выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;
5. строительство трубопроводов по эстакадному варианту в зимний период, когда нет нереста, для снижения воздействия на дно и берега водного объекта;
6. укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;
7. ежегодное диагностирование технического состояния переходов трубопроводов через водные преграды;
8. обеспечение мер по защите от коррозии трубопроводов (применение труб с наружной защитной изоляцией усиленного типа и внутренним противокоррозионным покрытием);
9. использование бактериальных препаратов для ликвидации свежих нефтяных загрязнений.

Для предупреждения возможных загрязнений с кустов скважин предусматриваются следующие природоохранные мероприятия: устройство обвалования высотой 1.3 м по всему периметру кустового основания; укрепление откосов обвалований торфо-песчаной смесью; устройство дренажных емкостей для сбора стоков с технологического оборудования.

Кроме того, данной работой предусматривается два варианта: устройство обвалования шламового амбара или замена шламовых амбаров на траншеи с использованием бурового шлама в тело насыпи [19]

11.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных ЧС на рассматриваемом месторождении

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро-газо-водоснабжения и т.д.).

Для месторождения характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до -42°C), сильные метели и снежные заносы,
- лето теплое (до 40°C) засушливое, могут наблюдаться пыльные бури;
- технические: сильные взрывы газоздушных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ;
- военно – политические (захват заложников, военные действия, действие экстремистских группировок и т.д.).

Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;
- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

Все виды перечисленных профилактических мероприятий выполняются заблаговременно, чтобы обеспечить более надежную защиту населения и территории.

Наиболее опасная чрезвычайная ситуация может возникнуть ввиду непредвиденного возникновения пожара. Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей [20]. Первичные средства пожаротушения представлены в таблице 37.

Таблица 37– Первичные средства пожаротушения [20]

Наименование		ГОСТ	Количество, шт.
Огнетушитель пенный ОХП–10		ГОСТ 16005–70	12
Ящики с песком	0,5 м ³	—	4
	1 м ³		2
Лопаты		ГОСТ 3620–70	5
Лом пожарный легкий		ГОСТ 16714–71	2
Топор пожарный поясной		ГОСТ 16714–71	2
Багор пожарный		ГОСТ 16714–71	2
Ведро пожарное		ТУ 220	4

На стадии проектирования необходимо предусмотреть противопожарные разрывы между узлом приготовления раствора, емкостями для его хранения и устьем скважины не менее 50 м. Вся циркуляционная система, механизмы по обработке и заготовке раствора, площадка для хранения порошкообразных реагентов должны быть под навесом для защиты от атмосферных осадков. Все деревянные и тканевые покрытия привышечных сооружений, находящиеся в непосредственной близости от циркуляционной системы и приемных емкостей, пропитываются 25–30%–ным раствором жидкого стекла. Над желобами и приемными емкостями должна быть обеспечена естественная вентиляция.

Электросварочные работы можно вести только после соответствующей подготовки свариваемых деталей, узлов и прилегающего к ним района (очистка, пропарка и др.). В случае воспламенения раствора необходимо остановить насосы, выключить дизели и электродвигатели. Горящий раствор при плотности менее 1000 кг/м³ тушится пеной, а при более высокой плотности допускается применение воды

11.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Так как контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазовых промыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазовым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя, или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [21]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы,

возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сопоставление проектных и фактических показателей выполнено за последние пять лет (период 2012–2016 гг.), в качестве проектных использованы показатели из четырех последних работ: «Дополнение к проекту разработки...», 2009 г. (2012 г.), «Технологического проекта разработки», 2013 г. (2013–2015г.г.), «Проект пробной эксплуатации пласта A_0 ...», 2015 г. (2015 г. по пласту A_0) – «Дополнение к проекту разработки...», 2016 г. (2016 г.).

Анализ динамики показателей разработки в целом по месторождению показал (табл. 38 прил. Л, рис. 26), что фактические накопленные отборы нефти и жидкости на протяжении последних пяти лет незначительно отличаются от проектных уровней

Отклонения по добычи нефти отличаются на (минус 2,4) 2016 г. до (1,5) в 2012 г.

По факту в 2012 году наблюдается суммарное (добывающих и нагнетательных скважин) отставание по фонду (126 против 145 скв по проекту), связанное, в основном, с невыполнением программы бурения (минус 15 скв.), а также переводом добывающих скважин в ППД из-за необходимости перераспределения закачки в условиях ограниченных объемов воды в системе ППД.

В период 2013–2016 гг. отклонения по действующему фонду добывающих и нагнетательных скважин не превышают двух скважин.

Выводы:

1. Все эксплуатационные объекты разрабатываются согласно проектным решениям;
2. Необходимо продолжить реализацию проектных решений по доформированию сетки скважин;
3. В целом по месторождению фактические уровни добычи соответствуют проектным, несмотря на отставание в выполнении программы бурения, а соответственно и действующем фонде;
4. Одна из косвенных причин неполного выполнения программы бурения обусловлена расположением на территории месторождения лесов первой категории и водоохранных зон, осложняющих реализацию намеченной программы буровых работ (в т. ч. и скважин требующих больших отходов от устья). Основной причиной являются высокие риски бурения новых скважин в северной части пласта A_4 , поскольку пробуренные «пограничные» скважины характеризуются невысокими входными и удельными технологическими показателями.

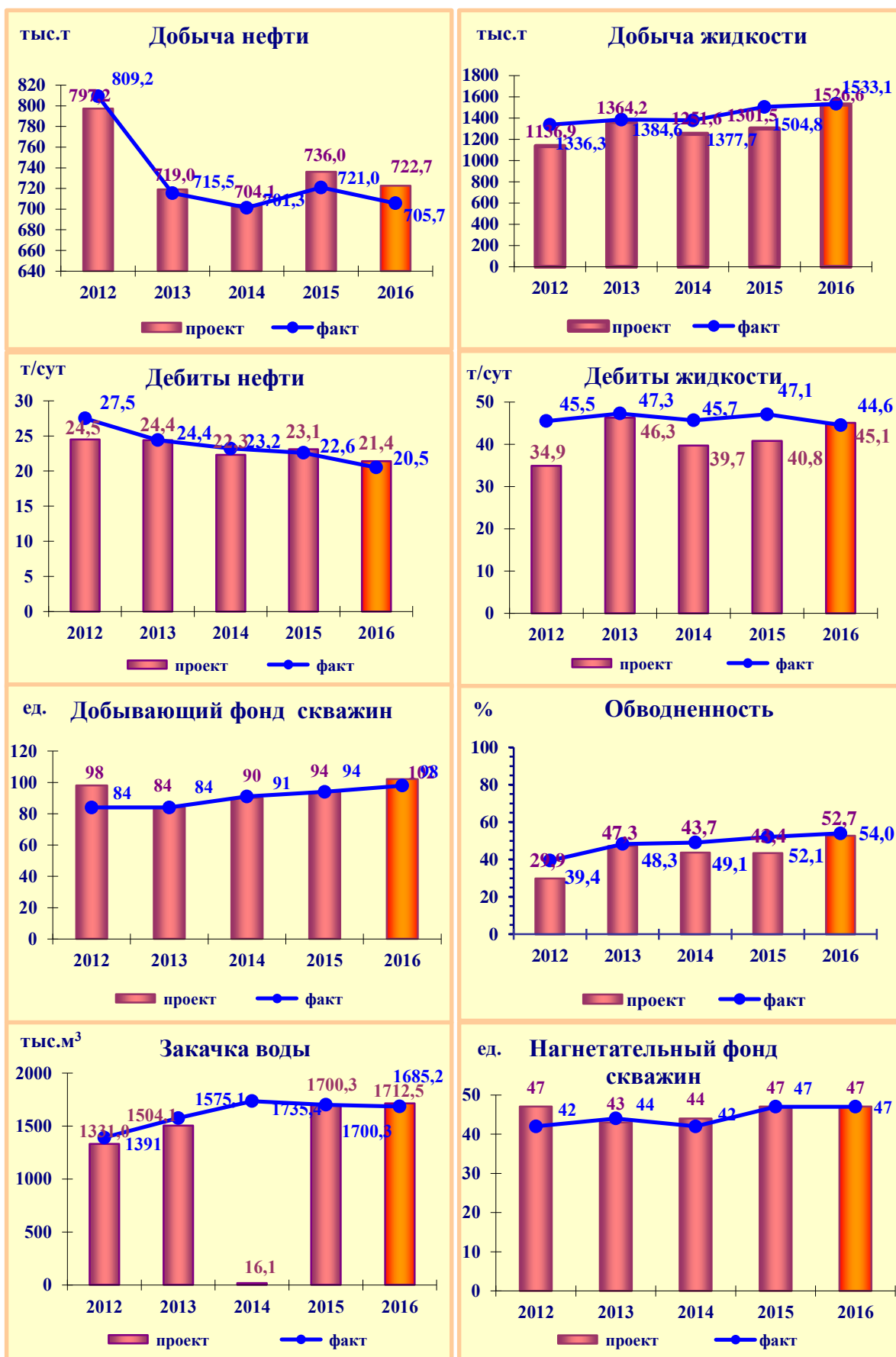


Рисунок 26– Сравнение фактических и проектных показателей разработки

Список использованных источников

1. В. Д. Лысенко инновационная разработка нефтяных месторождений // Георесурсы – 2002.
2. Крылов А.П., Глоговский М.М., Мирчинк М.Ф., Николаевский Н.М., Чарный И.А. Научные основы разработки нефтяных месторождений// Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004.
3. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений // Москва, Недра – 2001.
4. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов в бизнес-сегменте «Геолого – разведка и добыча» // Москва – 2006
5. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1)
6. СН 2.2.4/2.1.8.562–96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
7. СП 51.13330.2011 Защита от шума.
8. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
9. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения.
10. СН 2.2.4/2.1.8.566–96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
11. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).
12. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ.
13. ГОСТ 61140-2012 Защита от поражения электрическим током.
14. РД 24.200.11-90 Сосуды и аппараты, работающие под давлением.
15. Калыгин В.Г. Промышленная экология // Москва, МНЭПУ МХТИ

им. Д.И. Менделеева – 2000.

- 16.ГОСТ Р 56165-2014 Качество атмосферного воздуха. Метод установления допустимых промышленных выбросов с учетом экологических нормативов.
- 17.Федеральный закон "Об охране атмосферного воздуха" от 04.05.1999 N 96-ФЗ.
- 18.ГОСТ 17.1.3.07-82. Охрана природы. Гидросфера. Правила контроля качества воды водоемов и водотоков.
- 19.Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ
- 20.ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
- 21.ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.